



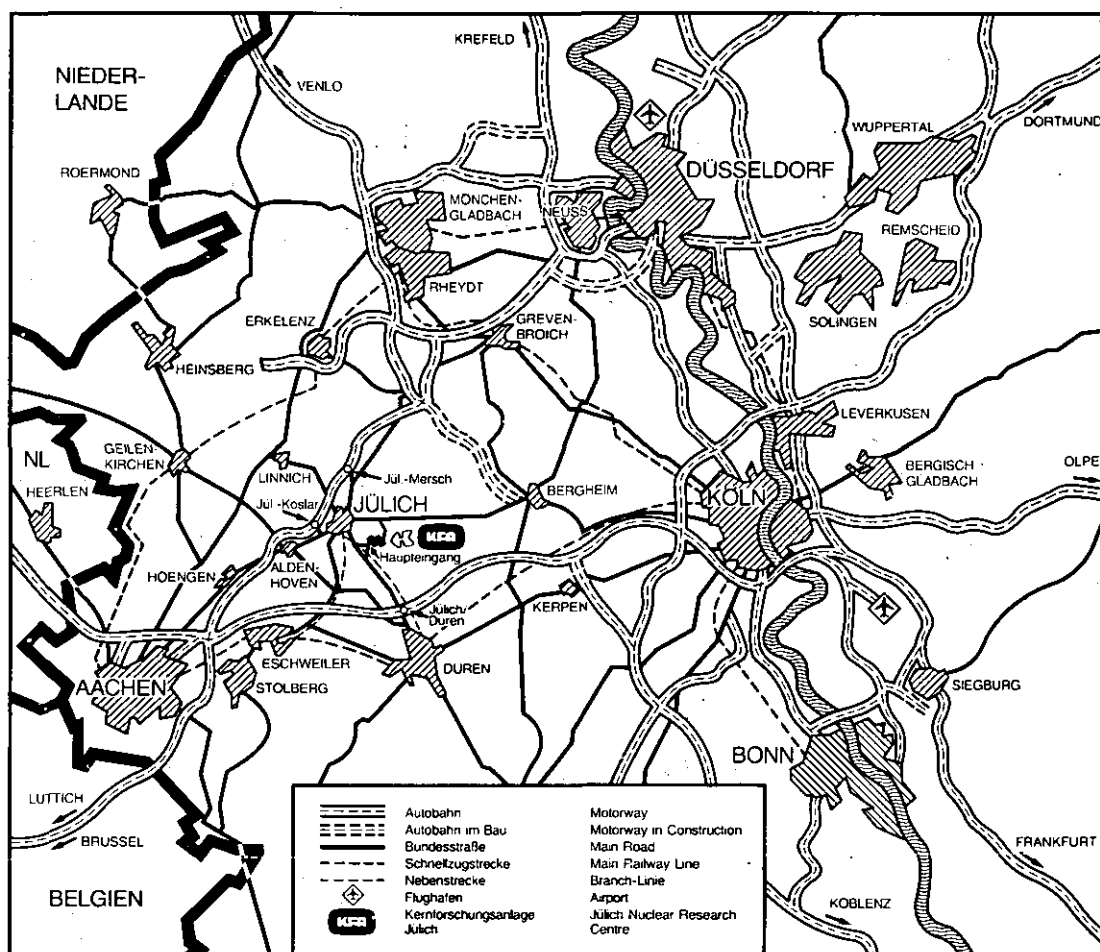
KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH GmbH

**Erdöl und Erdgas in der
Kernforschungsanlage Jülich**

**Tagungsbericht des Arbeitsseminars
in der Kernforschungsanlage Jülich,
Jülich am 1. und 2. Juli 1986**

Herausgeber: Wilhelm Terhorst

**Jül - Conf - 58
Juli 1986
ISSN 0344-5798**



Als Manuskript gedruckt

Berichte der Kernforschungsanlage Jülich - Jül - Conf - 58

Zu beziehen durch: ZENTRALBIBLIOTHEK der Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Postfach 1913 · D-5170 Jülich (Bundesrepublik Deutschland)

Telefon: 02461/610 · Telex: 833556-0 Kf d

Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich

**Tagungsbericht des Arbeitsseminars
in der Kernforschungsanlage Jülich,
Jülich am 1. und 2. Juli 1986**

Organisation der Tagung und redaktionelle
Zusammenstellung des Tagungsberichtes:
W. Terhorst

Kernforschungsanlage Jülich GmbH
Postfach 1913
5170 Jülich

Preface

The workshop "Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich" was held at the Nuclear Research Centre Jülich on July, 1 and 2, 1986. It brought together about 60 experts from industry, government departments, universities and research centres. This workshop entered into a discussion about recent work of the Nuclear Research Centre in various fields related to mineral oil and natural gas. Main topics of this workshop: long term availability of oil and gas, quantitative geology as an advanced method for exploration purposes of hydrocarbons, use of the high-temperature reactor in heavy oil recovery, new horizontally integrated energy systems as competitors to the vertical oil system, the energy alcohol R & D Program of the Nuclear Research Centre Jülich.

The program consisted of 14 lectures. The present document presents short manuscripts of these lectures, as well as a list of the speakers and participants. The organizer would like to thank all speakers and participants for creating the stimulating atmosphere that made the workshop successful.

Vorwort

Das Arbeitsseminar Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich fand statt am 1. und 2. Juli 1986 in der Kernforschungsanlage Jülich. Etwa 60 Fachleute aus Industrie, Ministerien, Hochschulen und Forschungszentren nahmen daran teil. Arbeiten der Kernforschungsanlage Jülich, die in den vergangenen Jahren mit Mineralöl und Erdgas zu tun hatten, wurden hier zur Diskussion gestellt. Wichtigste Themen des Arbeitsseminars: die langfristige Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas, die quantitative Geologie als eine Methode für die Exploration von Kohlenwasserstoffen, Einsatz des Hochtemperaturreaktors zur tertiären Ölge-
winnung, neue horizontal integrierte Energiesysteme als Wettbewerber zum vertikalen Ölsystem, Energiealkohol als eine F & E-Aufgabe der Kernforschungsanlage Jülich.

Im Rahmen des Arbeitsseminars wurden 14 Vorträge gehalten. Der vorliegende Bericht enthält kurze Manuskripte der Vorträge, eine Liste der Vortragenden und der Teilnehmer. Allen Vortragenden und Teilnehmern sei für ihre anregenden Beiträge, auf die das erfolgreiche Gelingen des Arbeitsseminars zurückzuführen ist, herzlich gedankt.

Inhaltsverzeichnis:

Seite

Erdöl und Erdgas in der Kernforschungs- anlage Jülich

Erdöl und Erdgas in der Kern-
forschungsanlage Jülich - Einführung
in das Thema

W. Häfele 6

Internationale Energieversorgung und
politische Zukunftssicherung

W. Fischer
E. Häckel 27

Langfristige Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas

Zwischen Konflikt und Kooperation: Lang-
fristige Probleme des westeuropäischen
Energieimports aus der UdSSR und dem Mitt-
leren Osten

W. Fischer
E. Häckel 62

Synthetische Energieträger und Öl aus ter-
tiärer Gewinnung im Wettbewerb mit OAPEK-Öl

H.C. Runge 78

Quantitative Geologie

Quantitative Geologie: eine fortschrittliche
Methode zur Erforschung von Transportvor-
gängen und Reaktionsabläufen in Sediment-
gesteinen - vorgestellt am Beispiel Erdöl
und Erdgas

D.H. Welte 96

Das Neuartige Horizontal Integrierte
Energiesystem: Ein Wettbewerber zum verti-
kalen Ölsystem?

Das Neuartige Horizontal Integrierte
Energiesystem - ein Beitrag zu einer um-
weltfreundlichen Energieversorgung

H.J. Wagner 119

Anpassungserfordernisse der Mineralöl-
verarbeitung an die Produktenpalette im
Jahre 2000, dargestellt am Verarbeitungs-
modell der KFA

M. Müller 145

Zur Rolle des Zinssatzes - Marktwirtschaft
und öffentliche Aufgaben im Energie- und
Umweltbereich

B. Fritsch 166

Tertiäre Ölgewinnung

Hochtemperaturreaktor-Module als Dampfer-
zeuger für Verfahren der tertiären Ölge-
winnung

R. Schulten 172

KFA-Ansätze zur Simulation von Dampfplut-
verfahren

W. Fröhling 183

Energiealkohol - F&E-Programm in der KFA

Das KFA-Programm für die Synthese von Alko-
holen im Rahmen eines systemaren Ansatzes

C.B. von der Decken 188

Neue Wege zu emissionsarmer Verbrennung
in der Wärmeerzeugung

P. Bröckerhoff 198

Alkohole als zukünftiger Kraftstoff für
den emissionsarmen motorischen Antrieb im
Verkehr

H.H. Heitland

213

Synthesegas aus Erdgas mit Wärme aus dem
Hochtemperaturreaktor

H. Barnert

236

ReferentenverzeichnisTeilnehmerverzeichnis

Prof. Dr. W. Häfele

Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich
- Einführung in das Thema -

Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich

- Einführung in das Thema -

von W. Häfele

1. Eine prinzipielle Lösung des Energieproblems

Es ist möglich, direkt ein Energiesystem anzugeben, das auch für eine immer noch steigende Weltbevölkerung unbegrenzt lange und unbegrenzt viel Energie umweltfreundlich bereitzustellen in der Lage ist. Diese Aussage ist eine prinzipielle Aussage. Sie ist aber wichtig, wenn man in der Vergangenheit und zum Teil heute noch glaubte davon ausgehen zu müssen, daß die Vorräte der Welt in nicht zu ferner Zukunft sich dem Ende zuneigen und allenfalls striktes Sparen diesen Zeitpunkt etwas hinauszögern könnte.

Dieses Energiesystem sieht auf der Seite der Endverbraucher als einen der beiden Sekundärenergieträger Elektrizität vor. Sie erlaubt die hochgradig anpassungsfähige, steuerbare und radikal umweltfreundliche Versorgung einer ganzen Reihe von Endenergieverbrauchern. Bei der Elektrizität gibt es immer einen Hin- und einen Rückleiter, eine geschlossene Schleife führt unter anderem zu der radikalen Umweltfreundlichkeit. Jedoch läßt sich Elektrizität nicht in großen Mengen speichern und nur schwer über große Entfernungen transportieren. Man benötigt einen zweiten, zur Elektrizität komplementären Sekundärenergieträger, so wie das in Fig. 1 ausgewiesen ist. In dem in Rede stehenden Energiesystem ist Wasserstoff dieser zweite Sekundärenergieträger. Beim Endverbraucher rekombinieren Wasserstoff und Sauerstoff unter Abgabe von Energie zu Wasser. Bei der Erzeugung wird Wasser unter Aufwand von Energie zu Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Begrifflich kann man also auch hier von einem Kreisprozess, einer geschlossenen Schleife sprechen. Auch hier gibt es eine radikale Umweltfreundlichkeit. Die Bereitstellung beider Sekundärenergieträger erfordert die Konversion von Primärenergie in Kraftwerken. Als Primärenergie kommen Kernenergie unter Verwendung des Brutprinzips und Sonnenenergie in Frage. Kernenergie unter Verwendung des Brutprinzips führt zu einem so geringen Verbrauch von Uran oder Thorium, daß dieser Verbrauch in jedem praktischen Sinn des Wortes nicht weiter beachtenswert ist. Sonnenenergie, wie sie hier in Rede steht, bedeutet den Aufbau sehr großer Felder in ariden, sonnigen Gebieten. Man hat sich an tausenden ja Millionen von Quadratkilometern zu orientieren. Der Aufbau dieser Felder ist sehr materialintensiv.

Wenn sie aber erst einmal erstellt sind, erfordern sie von der Wartung der Anlagen einmal abgesehen, keine neuen Ressourcen. Beide Primärenergiequellen sind umweltfreundlich. Für die Kernenergie gilt das bei Einhalten bestimmter technischer Maßnahmen, für die Sonnenenergie gilt das, wenn die Anlagen erst einmal erstellt sind und wenn bestimmte Anpassungen des Reflektionsvermögens der Anlagenfelder vorgesehen werden.

2. Zwei Orientierungen "bottom up" und "top down"

Die hier ins Auge gefaßte Lösung des Energieproblems ist eine prinzipielle. Sie liegt weit in der Zukunft, denn ein großer Teil unserer zivilisatorischen Infrastruktur muß dazu geändert werden, und das erfordert unter anderem Geld und Zeit. Aber eine solche Lösung kann eine langfristige Orientierung abgeben, wenn kurz- und mittelfristig politische, wirtschaftliche und technische Entscheidungen anstehen. Jedenfalls kommt in dem in Rede stehenden Energiesystem das Kohlenstoffatom nicht vor, wohl aber das Wasserstoffatom. Solche langfristigen Orientierungen kann man als "top down" Orientierung ansprechen. Sie gehen von der Zukunft auf die Gegenwart, vom Großflächigen auf das Lokale, vom Allgemeinen auf das Spezielle hin. Sie stehen insoweit im Gegensatz zu den üblichen Orientierungen, die von der Gegenwart auf die Zukunft, vom Lokalen auf das Großflächige, vom Speziellen auf das Allgemeine führen und die hier entsprechend als "bottom up" Orientierung angesprochen werden sollen. In der Figur 2 sind diese Orientierungen einander gegenübergestellt. Dabei ist es wichtig zu sehen, daß in der "bottom up" Orientierung Preise sehr wohl als das Geschehen treibende Kräfte angesehen werden. Sie stellen sich im Marktgeschehen ein, das insofern auch Einsichten z.B. in die relativen Preise vermittelt. Die inzwischen weit entwickelten Methoden der Ökonometrie machen es ein Stück weit möglich, die Strukturen des Marktes auszumessen und von daher die Fakten der kurz- und mittelfristigen Perspektiven zu verstehen. Dem gegenüber erscheinen Preise in einer "top down" Orientierung als Ergebnisse der Strukturänderungen des Marktes, die auf technische und gesellschaftliche Änderungen zurückgehen. Es interessiert also die Dynamik solcher Strukturänderungen. Im Gegensatz zu einer weit entwickelten Ökonometrie gibt es hier wenig Methoden. Unter anderem interessieren besonders Innovationszyklen. Man kommt dann dazu, Erwartungen unter mittel- und langfristigen Perspektiven zu behandeln.

3. Substitutionsdynamik

Am Internationalen Institut für Angewandte Systemanalyse (IIASA) hat C. Marchetti die Dynamik von Strukturänderungen anhaltend untersucht. Im besonderen hat er die Substitution von Marktanteilen F der Primärenergien untersucht. Es zeigt sich, daß die Größe $\ln F/1-F$ sich als Sonde für das Auffinden von Regularitäten bei der Substitution eignet. In Figur 3 ist das angezeigt. Man beachte, daß ein gerader Verlauf in der Figur 3 einem S-förmigen, logistischen, Übergang entspricht, wenn einfach F aufgetragen wird. Die Abszisse ist die Zeit. Die Kurven berichten über den Zeitraum von etwa 1860 bis 1975, mehr als hundert Jahre. Man erkennt, wie Kohle Holz aus dem Markt verdrängt hat, um dann seinerseits von Öl und Gas verdrängt zu werden. In der Figur 3 sind Verlängerungen in künftige Dekaden hinein angezeigt. Man kann sie als Erwartungen verstehen. Dieselbe Information, die Figur 3 zugrunde liegt, ist in Figur 4 aufgetragen. Der Marktanteil F ist hier allerdings der Anteil des Wasserstoffatoms an der Gesamtheit des fossilen Brennstoffmarktes, also Wasserstoff und Kohlenstoff. Die Betrachtung der Figur 4 führt zu der Aussage, daß sich die Energiesysteme der Welt insgesamt so verhalten, als ob sie stetig den Wasserstoffanteil in der angegebenen logistischen Art und Weise erhöht sehen wollen. Man entnimmt der Figur 4, daß bei angenommen gleichbleibender Steigerung über den Punkt $H/C = 4$ (Erdgas) hinweg ein "Marktanteil" des Wasserstoffs von 0,9 etwa im Jahre 2100 erreicht ist. Die Methode der logistischen Substitutionsdynamik führt also zu der Feststellung, daß im Rahmen dieser Betrachtung ein Energiesystem, bei dem das Kohlenstoffatom weitgehend verdrängt ist und wie es zum Beispiel in Figur 1 betrachtet wurde, nicht vor 2100 zu erwarten ist. Andere Methoden werden zu etwas anderen Aussagen führen. Man orientiert sich wohl richtig, wenn man etwa 100 - 150 Jahre für solchen Übergang ansetzt.

Eine solche Aussage hat aber bereits weitgehende Konsequenzen: Vor dem Hintergrund von sehr grundsätzlich geführten Energiedebatten geht es nicht darum, für Erdöl und Erdgas unbegrenzt lange Zukünfte zu betrachten und die dann notwendig auftauchenden grundsätzlichen Probleme zu debattieren. Vielmehr könnte es sehr wohl zutreffen, daß Erdöl, Erdgas und Kohle in erster Linie die nächsten 100 - 150 Jahre zu bestreiten haben werden. Das ändert die Diskussionslage grundsätzlich.

4. Globale Energieressourcen - eine richtige Frage?

In den siebziger Jahren wurde die Frage der Endlichkeit globaler Energieressourcen zumal nach dem ersten Bericht an den Club of Rome anhaltend diskutiert. In Figur 5 ist in der Kategorie 1 ausgewiesen, was für Werte dabei ins Auge gefaßt wurden. Insgesamt ergeben sich etwa 1100 TWa (1 Terawatt Jahr 1 Mia to SKE). Bei einem langfristig zu erwartenden Weltenergieverbrauch von z. B. 25 TWa/a (1980 etwa 8 TWa/a) reichen dann 1100 TWa 44 Jahre, also deutlich weniger als die oben von uns ins Auge gefaßten 100 - 150 Jahre. Erweitert man die Kostenkategorien, so ergeben sich rasch sehr viel höhere Zahlen, wie das in Figur 5 ausgewiesen ist. In den vergangenen Jahren hat es sich immer deutlicher gezeigt, daß obere Grenzen fossiler Ressourcen schwer angebbare sind. Zu sehr bestimmen verfügbare Fördertechniken, Kosten/Preise und Umweltprobleme das Bild. Man wird dazu geführt, die Ressourcen-Situation als weitgehend offen anzusehen. Das McKelvey-Diagramm (Figur 6) macht das auf qualitative Weise deutlich, wenn es Reserven und subökonomische sowie nicht hinreichend nachgewiesene Ressourcen einander gegenüber stellt. Solange man sich gezwungen fühlte, prinzipiell zu argumentieren, hatte man solcher Feststellung entgegen zu halten, daß eines fernen Tages eben doch das letzte Kohlenstoffatom zu CO_2 verbrannt sein würde. Wenn aber eine kohlenstofffreie Lösung prinzipiell existiert und man deswegen nicht gezwungen ist, prinzipiell zu argumentieren, kommt die oben angesprochene Offenheit der Ressourcen-Situation in jedem operativen Sinn des Wortes zum Tragen. Insoweit ist die früher prinzipiell verstandene Frage nach der Quantität globaler Ressourcen wohl keine richtige Frage gewesen.

Fossile Ressourcen stellen die Quelle eines Stoffstromes dar. Er führt durch die Wirtschaft mit ihrer Notwendigkeit der Bereitstellung von Nutzenergie in die Atmosphäre, wo das Reaktionsprodukt CO_2 zunächst aufgenommen wird, und weiter in die oberen Schichten der Ozeane, um schließlich in den Tiefen als Karbonat zu enden. Dort ist dann die schließliche Senke des Stoffstroms. Einen anwachsenden CO_2 -Gehalt der Atmosphäre hat man bereits seit den sechziger Jahren in zunehmenden Maße als Besorgnis erregend angesehen. Inzwischen gibt es einen weitgehenden Konsens darüber, daß es sich um ein ernst zu nehmendes Problem handelt, das nicht von selbst verschwinden wird. In Figur 7 ist das

thesenhaft festgehalten. Der im Sinne der hier erläuterten Argumentation entscheidende Punkt ist nun der, daß der in Rede stehende Aufbau des CO_2 -Gehaltes in der Atmosphäre in etwa fünfzig Jahren eine Verdopplung erfahren haben dürfte, was dann zu einem deutlichen Abschmelzen des Festlandeises auf Grönland und der Antarktis führen wird. Das wiederum muß dann zu einem Ansteigen des Meeresspiegels um mehrere Meter und weitgehenden Änderungen des Klimamusters führen. Ein Abklingen des CO_2 -Problems durch Übertritt des Massenstroms aus der Atmosphäre in die Tiefsee hat dagegen große Zeitkonstanten, hier kommen mehrere tausend Jahre ins Spiel. Es geschieht also etwas Unerwartetes: Die Zeitskala der Quellen der Stoffströme, der Ressourcen, führt deutlich über die in Rede stehende Zeitspanne von 100 - 150 Jahren hinaus, während die Zeitskala des CO_2 -Aufbaus der Atmosphäre, hier als Senke des Kohlenstoffatoms, deutlich unterhalb dieser Zeitspanne liegt. Dementsprechend sind nicht die Quellen, sondern die Senken des Kohlenstoffstromes das Problem! Von daher erhebt sich dann die Forderung, mit dem Kohlenstoffatom klug umzugehen. Und von daher ergibt sich die Forderung nach flexiblen Energiestrategien. Es sind dann nicht Ausstiege aus zur Verfügung stehenden Optionen sondern Einstiege in bestehende und neue Optionen eine folgerichtige Forderung.

5. Energiebedarf - ein technisches Problem?

In den siebziger Jahren sind ausgedehnte systemanalytische Studien zum Energieproblem durchgeführt worden. Die Energiestudie des IIASA: "Energy in a Finite World" hat insbesondere zwei Szenarios erarbeitet, Low und High. Sie dienen der Verdeutlichung von zu erwartenden Energiezukünften. Dabei wurde in geeigneter Weise die Welt im ganzen betrachtet. Szenarios sind keine Vorhersage sondern Bilder möglicher Zukünfte. Wie die eine Zukunft dann aussehen wird, ist grundsätzlich nicht aussagbar. Die Arbeiten zu den IIASA-Szenarios wurden 1979 beendet. So stellt sich die Frage, wie der künftige Weltenergieverbrauch heute beurteilt wird. In Figur 8 sind einige dieser Erwartungen wiedergegeben. Es zeigt sich, daß das IIASA Low-Szenario und die meisten der angeführten anderen Szenarien nahe beieinander liegen. Insbesondere gilt das für das von J.H. Lichtblau veröffentlichte Szenario der Petroleum Industry Research Foundation in New York. Für das Jahr 2030 wird ein Energieverbrauch von jährlich etwa 14 - 15 Mia to Öl-äquivalent (20 - 22 Mia to SKE), also etwa das Dreifache des heutigen Wertes erwartet.

In den Diskussionen der letzten Jahre ist bei solchen Überlegungen immer wieder betont worden, daß auch Energiesparen möglich sei und aus vielen Gründen Priorität haben müsse. Wenn man dem zustimmt, hat man sich dabei klar zu machen, daß bei gleicher Dienstleistung dann eine Substitution von Dienstleistung aus Energienutzung durch Dienstleistung aus Kapitalnutzung oder know-how erfolgen muß. Wenn Kapital und know-how in großem Umfang zur Verfügung stehen, kann die Nutzung von Energie in der Tat weitgehend oder sogar ganz ersetzt werden. Aber nur ein Stück weit ist das wirtschaftlich und gesellschaftlich tragbar. Die Beheizung eines Hauses kann durch drastische Isolationsmaßnahmen weitgehend reduziert werden, Dreifachverglasung und Wärmetauscher sind dann freilich die Folge. Auch bei anderen Energieanwendungen läßt sich ähnlich argumentieren. Ist zum Beispiel eine Transportleistung zu erbringen, so läßt sich anführen, daß man eine Vakuumröhre mit reibungsloser magnetischer Aufhängung des Fahrzeuges vorzusehen habe. argumentiert man prinzipiell, so lassen sich Gedankenexperimente angeben, bei denen eine geeignet ausgelegte Infrastruktur sogar ohne jeden Energieverbrauch auskommen kann etwa durch Verwendung von Pressluft, deren Arbeitsfähigkeit nicht aus der Energie des Gases sondern aus der Wärmeenergie der Umwelt resultiert. In diesem Gedankenexperiment macht man sich dabei zunutze, daß Energie nach dem Erhaltungssatz nicht verbraucht werden kann. Es gibt also keine physikalisch-technisch angebbaren unteren Grenzen des Energiebedarfs. Wenn das Ressourcen-Problem nach oben offen war, ist das Energiebedarfsproblem nach unten offen. In beiden Fällen sind es dann andere Faktoren, die bestimmend sind: Kapital, Zeit, know-how und gesellschaftlicher Konsens. Es ist deswegen verwirrend, wenn in den letzten Jahren Fragen des Energiebedarfs so diskutiert werden, als handele es sich dabei primär um ein technisches Problem.

Seit den letzten beiden Ölpreiskrisen ist es zu bemerkenswerten Einsparungen von Energie gekommen. Während der Gesamtenergiebedarf zum Beispiel in der Bundesrepublik seit der Mitte der siebziger Jahre in etwa konstant blieb, ist demgegenüber doch das Bruttosozialprodukt deutlich gestiegen, wie das in Figur 9 ausgewiesen ist. In Figur 10 ist dementsprechend dargestellt, wie der Einsatz von Öl pro 1000 DM Bruttosozialprodukt zurückgegangen ist. Anders stellt sich aber die Situation bei der Elektrizität dar. Bei ihr gibt es eine anhaltende Parallelität mit dem Bruttosozialprodukt. Es soll hier die Vermutung ausgesprochen werden, daß dieser Umstand mit dem Anwachsen des tertiären Sektors, dem Dienstleistungssektor, zusammenhängt, bei dem die Nachfrage nach Elektrizität besonders typisch

ist. In Figur 11 ist dieses Anwachsen für die Volkswirtschaften der Bundesrepublik und verschiedener anderer Länder ausgewiesen.

6. Die vor uns liegenden Jahrzehnte, - der kluge Umgang mit dem Kohlenstoffatom

Wenn also die vor uns liegenden Jahrzehnte dadurch besonders ausgezeichnet sind, daß der Umgang mit dem Kohlenstoff in kluger Weise vonstatten gehen soll, was ist dann zu tun? Ist es womöglich denkbar, Energiesysteme ins Auge zu fassen, die die umfassende Nutzung von Wasserstoff neben Elektrizität in geeigneter Weise vorbereiten?

Bevor diese Fragen angesprochen werden, soll noch auf Figur 12 verwiesen werden. Kohlenstoff ist als Kohlenstoff nicht eo ipso zur Erzeugung von Elektrizität erforderlich. Wo immer möglich, sollte deswegen Elektrizität aus Kernenergie oder dort, wo sich das rechnen und darstellen läßt, gegebenenfalls auch aus Sonnenenergie erzeugt werden. Dann wird in den verbleibenden Sektoren eines Energiesystems Kohlenstoff klug verwendet werden, wenn er nicht einfach als solcher zur Anwendung kommt, sondern soweit wie möglich als Wasserstoffträger zum Einsatz kommt. In einem solchen Falle geht es also auch um die besonderen chemischen Eigenschaften des Kohlenstoffatoms. Maximal können vier Wasserstoffatome angelagert werden. Das führt auf Methan bzw. Methanol. Weniger ausgeprägt führt das auf die höheren Kohlenwasserstoffe und die höheren Alkohole. Alle anderen Funktionen der bisherigen Verwendung von Kohlenstoff sollten anders abgedeckt werden. Wenn irgend möglich sollte etwa Prozesswärme nuklear oder gegebenenfalls auch solar gewonnen werden. Dann gelangt das Kohlenstoffatom im Prinzip vollständig zum Endverbraucher. Anders ausgedrückt bedeutet das, daß der Gebrauch des Kohlenstoffatoms auf seine vorerst nicht ersetzbaren besonderen chemisch-energetischen Funktionen reduziert wird. Dementsprechend kann sich der Einsatz von Wasserstoff in gasförmiger oder flüssiger Form aufbauen.

Es entsteht somit die Frage, ob es wenigstens im Prinzip denkbar ist, ein technisches System anzugeben, das diese Übergangssituation zu meistern in der Lage ist. Das ist der Fall.

7. Ein Neuartiges Horizontal Integriertes Energiesystem (NHIES)

In Figur 13 ist ein solches System angegeben. Es sind drei Merkmale, die das System bestimmen.

Zum einen sollen alle Eingangsstoffe vor der Verbrennung zerlegt und dabei gereinigt werden. Das kann für feste Brennstoffe etwa im Flüssig-Eisenbad (MIP) geschehen. Der besondere Vorteil besteht darin, daß alle Asche und Kohleanteile, die nicht Kohlenstoff oder Wasserstoff sind, als Schlacke auf dem Eisenbad sich absetzen. Oder es kommt eine Wasserdampf-Kohlevergasung (WKV) in Frage, bei der freilich Hochtemperatur-Prozeßwärme bereitgestellt werden muß. Weitere Verfahren, wie etwa das Texaco-Verfahren, sind durchaus denkbar. Bei solcher Zerlegung entsteht eine Mischung von Kohlenmonoxid, CO , und Wasserstoff, H_2 , also Synthesegas. Synthesegas entsteht auch bei der katalytischen Zersetzung von Erdgas und Wasserdampf im Röhrenspaltofen (RSO), bei dem wieder Hochtemperatur-Prozeßwärme eingebracht werden muß. Aber auch die hydrierende Kohlevergasung (HKV) mag man betrachten. Immer entsteht Synthesegas, freilich unterschiedlich stöchiometrischer Zusammensetzung. Es soll aber auch Luft in Sauerstoff und Stickstoff (SEP) zerlegt werden. Dann werden die Stickstoffanteile der Luft von vorneherein nicht zur Stickoxidbildung beitragen und man wird auf Verbrennungsprozesse mit reinem Sauerstoff geführt. In vielen Fällen ist eine entsprechende Verbrennungstechnik dafür noch zu entwickeln. Und man wird gegebenenfalls Wasser etwa elektrolytisch zerlegen, wenn man extra Wasserstoff braucht. Bei einem solchen Vorgehen achtet man also nicht nur auf den CO_2 -Stoffstrom, wie weiter oben erläutert, sondern auch auf die Nebenströme SO_2 und NO_x . Sie entstehen bei den hier betrachteten Verbrennungsvorgängen nicht und man muß sie dementsprechend auch nicht aus dem Rauchgas entfernen. Eine solche Herausstellung des Gedankens der Stoffströme steht in deutlichem Einklang mit dem Umweltprogramm der KFA, das sich auf Umweltchemikalien und Ökosysteme konzentriert, wie das in Figur 14 angegeben ist.

Zum anderen besteht der Gedanke für das NHIES darin, die verschiedenen Ströme des Synthesegases horizontal zu integrieren. So kann das erforderliche Wasserstoff- zu Kohlenmonoxid Verhältnis leichter eingestellt werden bzw. es ergibt sich ein Netz, das man mit dem elektrischen Netz vergleichen mag (siehe Figur 1).

Schließlich besteht der Gedanke des NHIES darin, aus diesem Netz Kohlenmonoxid und Wasserstoff dem Endverbrauch stöchiometrisch zu allozieren. In Figur 15 ist das verdeutlicht. "Demandit" steht hier für ein hypothetisches Molekül, das die Zusammensetzung des Endverbrauchs wiedergibt. An dem dargestellten Beispiel eines Endverbrauches, der zu 80 % aus Methanol und zu 20 % aus Elektrizität besteht, ergibt sich ein Demandit von 1,6 Atomen Wasserstoff und 1,6 Atomen Sauerstoff pro Kohlenstoffatom. Wenn man bedenkt, daß in Kohle ein Wasserstoff-Kohlenstoff-Verhältnis von etwa eins vorliegt, ist der Wert 1,6 nicht sehr hoch. Man beachte, daß eine stöchiometrische Zuordnung von Kohlenmonoxid, Wasserstoff und Sauerstoff zum Endverbrauch Nebestoffströme ausschließt. Das setzt freilich voraus, daß die Synthese zu Methanol (MES) technisch neu gefaßt wird, so daß Unterfeuerungen mit Restgasen unterbleiben, und es werden auch neue Turbinen zu entwickeln sein, bei denen Kohlenmonoxid und Sauerstoff quantitativ zu CO_2 reagieren (COT).

8. Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich

Die natürlich vorkommenden Kohlenwasserstoffe sind - wie erläutert - mengenmäßig reichlichst vorhanden. Die Infrastruktur zu ihrer Gewinnung, Umwandlung in Endenergieträger und zu ihrer Nutzung in unserer Wirtschaftswelt ist global vertreten und technisch sehr hoch entwickelt. Trotz des hohen Entwicklungsstandes bleibt festzustellen, daß in Umwandlung und Verwendung von natürlichen Kohlenwasserstoffen zusätzliche Schritte zur Schaffung einer besseren Umweltverträglichkeit dringend vorgenommen werden müssen. Dies ist Motivation und Chance für die KFA auch bei den hochentwickelten und in der Industrie in breitem Maße angewandten Techniken weitere Forschungsarbeiten vorzunehmen. Die von der Kernforschungsanlage Jülich systemanalytisch betriebene Entwicklung neuartiger, horizontal integrierter Energiesysteme läßt Möglichkeiten für den Einsatz synthetisch erzeugter flüssiger Energieträger in Ergänzung zum klassischen Angebot von Mineralölprodukten erkennen, und dies mit erheblich verminderter Schadstoffemission. Für die Erzeugung flüssiger Energieträger bietet sich dabei als Grundstoff neben den Kohlen besonders das Erdgas an: man kann hierin durchaus einen künftigen Weg zur Mobilisierung solcher Erdgasvorräte sehen, die für konventionellen Gastransport zu abgelegen sind.

In den vergangenen zwei Jahren hat sich die Kernforschungsanlage Jülich im Rahmen ihrer systemanalytischen und experimentellen Arbeiten zur Entwicklung besonders effizienter und umweltverträglicher Konzepte zur Energieumwandlung im wachsenden Maße mit der gegenwärtigen und zukünftigen Rolle von Erdöl und Erdgas befaßt - weit intensiver als dieses in der Vergangenheit der Fall war. Diese Beschäftigung reicht von der Behandlung geowirtschaftlicher, energiepolitischer und energiewirtschaftlicher Fragen über geologisch-geochemische und lagerstättengründliche Arbeiten, über Fragen der Mineralölverarbeitung und der Erdgasnutzung für die Erzeugung synthetischer Kraft- und Brennstoffe bis hin zu einer systematischen Erarbeitung aller zum Komplex "Energiealkohole" gehörenden Komponenten.

Das Spektrum der KFA-Arbeiten, die zum Thema Erdöl und Erdgas einzuordnen sind, umfaßt die folgenden 5 Blöcke, die auch die inhaltliche Struktur des Arbeitsseminars bilden:

- langfristige Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas
- quantitative Geologie
- neuartige, horizontal integrierte Energiesysteme (NHIES): ein Wettbewerber zum vertikalen Ölsystem?
- tertiäre Ölgewinnung
- Energiealkohol

Im ersten Block werden die Fragen der Erdöl- und Erdgasverfügbarkeit zum einen aus vorherrschend technischer Sicht beleuchtet und zum anderen werden dazu ergänzend die Perspektiven der Verfügbarkeit verschiedener Energieträger, insbesondere von Öl und Gas in den Rahmen außenpolitischer und geostrategischer Überlegungen gestellt.

Im zweiten Block steht die quantitative Geologie, sie befaßt sich mit der Beschaffung der notwendigen Meßgrößen und mit der physikalisch-chemischen Beschreibung geologischer Prozesse in Form von Gleichungssystemen und deren numerischer Simulation auf dem Rechner. Eine Analyse geologischer Fallstudien zeigt, daß dabei die wichtigsten Elemente Transportvorgänge im Porenraum der Gesteine sowie chemische Reaktionsabläufe zwischen einer Festphase und Flüssigphasen sind.

Zur Kohlenwasserstoffexploration werden diese Verfahren weithin angewendet.

Das schon erwähnte Neuartige Horizontal Integrierte Energiesystem (NHIES) muß mit den vorhandenen, nicht integrierten Energiesystemen und da besonders mit dem Ölsystem in Wettbewerb treten. Um diese Frage bearbeiten zu können hat deshalb die Kernforschungsanlage Jülich mit wertvoller Hilfe der Mineralölverarbeitungswirtschaft ein Mineralölverarbeitungsmodell erstellt, mit dem nun nicht nur die Wettbewerbssituation der Mineralölprodukte zu den synthetisch erzeugten flüssigen Energieträgern untersucht werden kann, sondern mit dem auch interessante Aspekte zu den Anpassungserfordernissen der Mineralölverarbeitung an die Produktpalette des Jahres 2000, z.B. weitere Reduktion des Schwefelgehaltes der Mineralölprodukte oder Qualitätsprobleme bei der Darstellung nicht verbleiten Superautokraftstoffes, dargestellt werden können. Neben den das NHIES charakterisierenden technischen Parametern wirken sich auch volkswirtschaftliche Kenngrößen auf die Bewertung einer Realisierungsmöglichkeit für ein solches System wie NHIES entscheidend aus. Ein solcher Parameter ist der in die Rechnung einzubeziehende Zinssatz. Die Rolle des Zinssatzes wird daher gesondert betrachtet, und zwar unter dem Aspekt der Marktwirtschaft und dem öffentlichen Aufgaben im Energie und Umweltbereich.

Seit langem sind die Grundzüge tertiärer Ölgewinnungsverfahren bekannt, sei es durch Dampfinjektion, sei es durch die Injektion von Chemikalien. Möglicherweise könnte der enorm hohe Dampfbedarf für die großflächige tertiäre Ölgewinnung für den Einsatz des Hochtemperaturreaktors interessant sein. Hier könnte sich für kleine Moduleinheiten des Hochtemperaturreaktors eine Marktchance in einem neuen Anwendungsfeld bieten.

Seit 1984 laufen erste Arbeiten, die sich mit dem System Energiealkohole als einer durchaus möglichen zukünftigen wesentlichen Komponente der Versorgung mit flüssigen Energieträgern sowohl der Industrieländer wie auch der Entwicklungsländer befassen. Unter Energiealkoholen werden solche verstanden, die aus fossilen Energierohstoffen oder aus Biomasse zum Zweck der Verwendung als flüssige Energieträger hergestellt und sowohl als Kraftstoffe zur motorischen Verwendung als auch als Energieträger zur Wärmeerzeugung verwendet werden sollen.

Zum System Energiealkohole, das in der Kernforschungsanlage untersucht wird, gehören Synthesegaserzeugung, Synthesegasaufbereitung und stöchiometrische Anpassung, die Alkoholsynthese, Fragen der technischen Logistik, Alkoholtransport und -speicherung sowie die Verwendung dieser Alkohole insbesondere für motorische Antriebe als auch für die stationäre Wärmeerzeugung.

Diese hier skizzierten Aufgaben kann die KFA nicht vollständig aus eigener Kraft leisten, Kooperationen mit Partnern der Industrie und der Hochschulen werden daher von der Kernforschungsanlage Jülich sehr begrüßt. So sind auch bei den in diesem Arbeitsseminar behandelten Themen einige Arbeitsfelder von externer Unterstützung und Kooperation wesentlich mitgetragen.

Unbegrenzt Energie ohne Verbrauch von Ressourcen

aber: Investitionen! (Kapital ($\frac{10000 \$}{\text{Kopf}}$), Arbeit,
Ressourcen z.B. $\frac{50 \text{ kg}}{\text{m}^2}$)

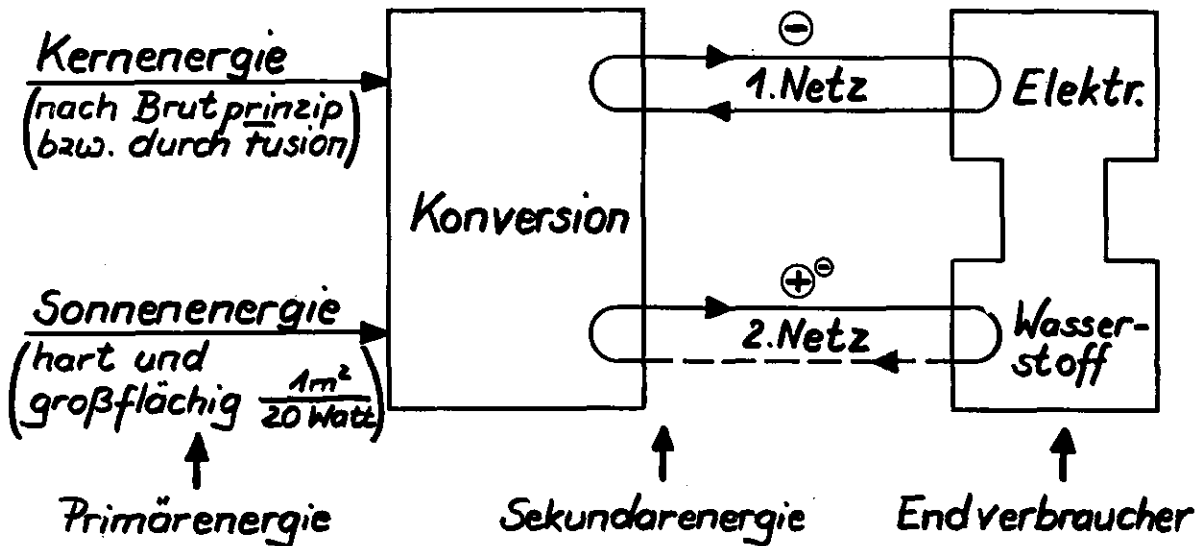


Fig. 2:

Zwei Orientierungen

„bottom up“

Preise als treibende Kräfte

Markt in operativer und
cognitiver Funktion

Marktdenken in festen
Strukturen

Ökonometrie als Ausmessen
dieser Strukturen

kurz- und mittelfristige
Perspektiven

Fakten

„top down“

Preise als Ergebnis

Markt in strukturellen
Bedingungen

eigenständige Dynamik
von Strukturen

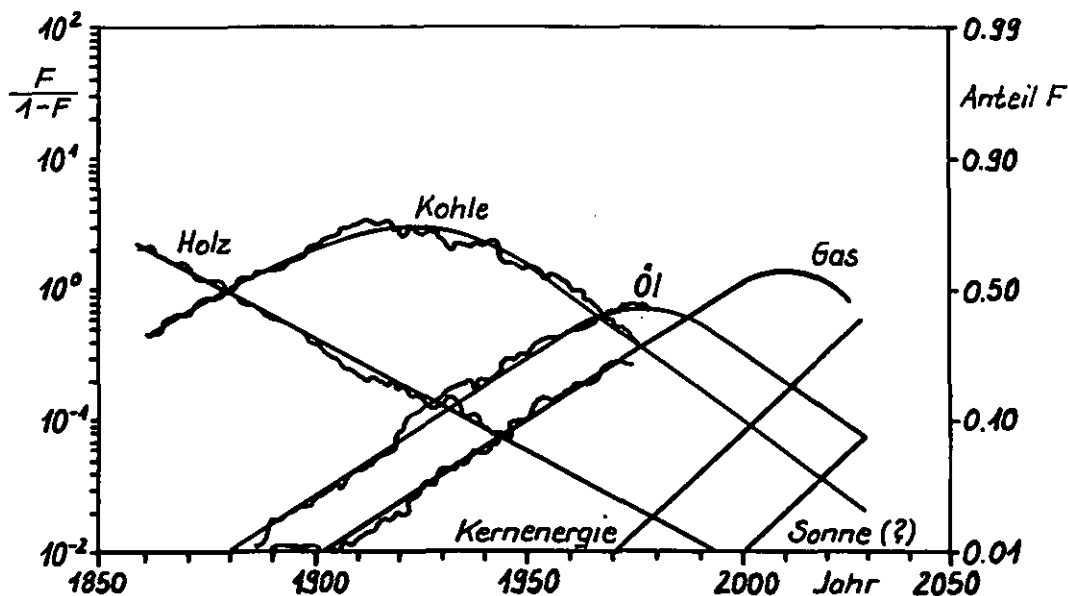
Innovationszyklen?

mittel- und langfristige
Perspektiven

Erwartungen

Fig. 3:

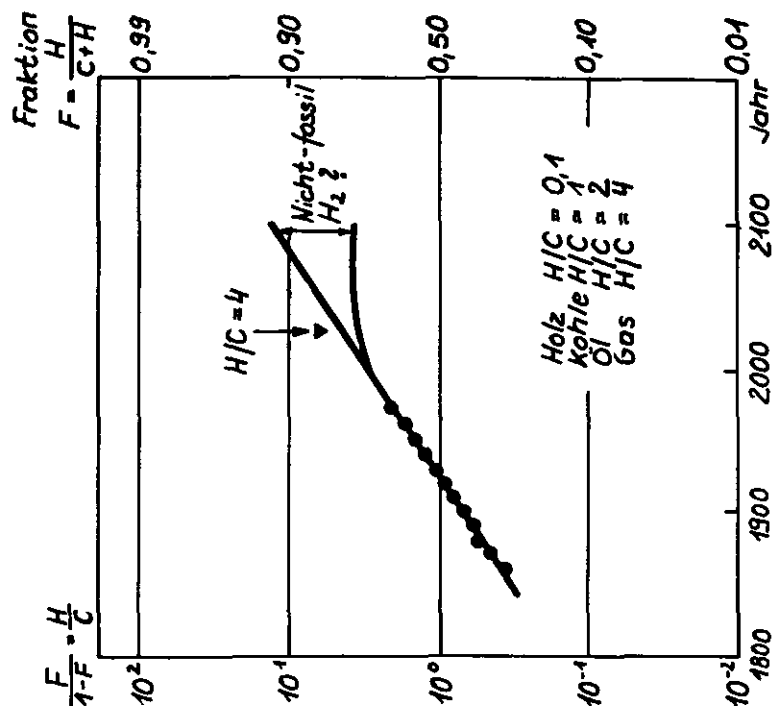
Primärenergieanteile in der Welt 1860-2030



Quelle: C. Marchetti, IIASA

Fig. 4:

Wasserstoff / Kohlenstoff-Verhältnis (H/C)
der weltweit genutzten fossilen
Brennstoffe 1850-2100



Quelle: Häfele / Nakicenovic

Fig. 5:

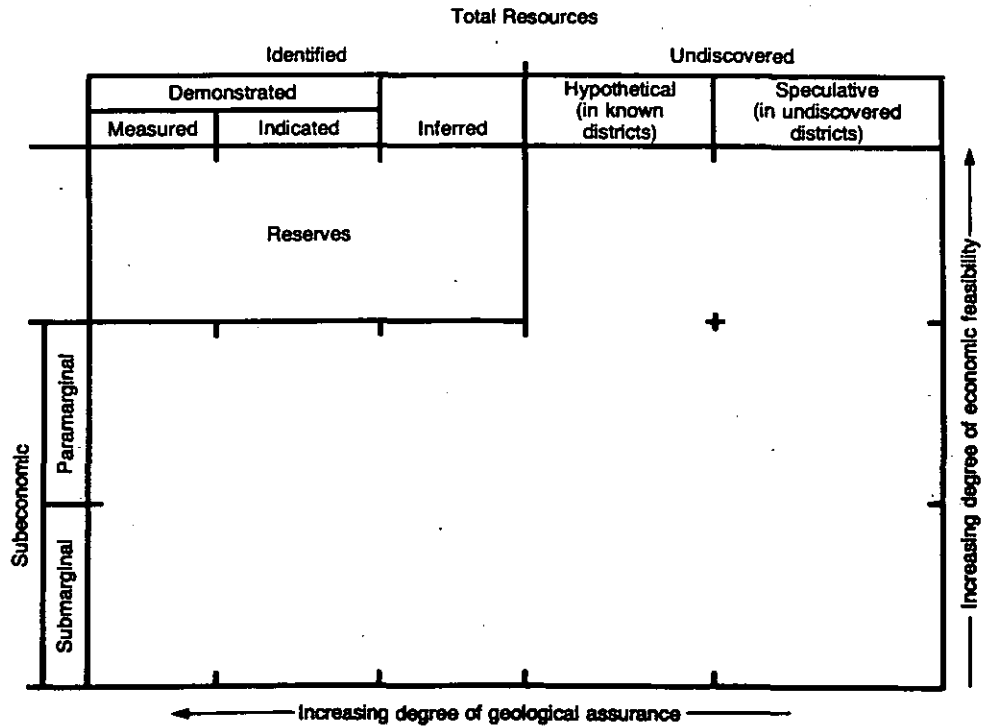
Globale Energieressourcen – Zusammenfassung

	Kat. 1	TW-a		Insgesamt
		Kat. 2	Kat. 3	
Kohle	560	1019	–	1579
Öl	264	200	373	837
Gas	267	141	130	538
Insgesamt	1091	1360	503	2954

Die Kostenkategorien stellen Kostenschätzungen entweder bei oder unterhalb der angegebenen Menge gewinnbarer Ressourcen (in Konstanten 1975 \$) dar.

Für Öl und Erdgas: Kat. 1: 14 \$/Barrel Öl-Equivalent
Kat. 2: 12–20 \$/Barrel Öl-Equivalent
Kat. 3: 20–25 \$/Barrel Öl-Equivalent
Für Kohle: Kat. 1: 25 \$/t
Kat. 2: 25–50 \$/t

Fig. 6:



McKelvey diagram for the classification of fossil reserves and resources

Fig. 7:

Das CO₂-Problem

- Bis zum Jahr 2030 dürfte sich der CO₂-Gehalt der Atmosphäre verdoppelt haben.

- Die Erkenntnis wird immer deutlicher, daß eine solche Verdopplung eine Erhöhung der mittleren Temperatur auf dem Globus um 2°C oder mehr bedeutet. An den Polen dürfte die Erhöhung sogar bei 10°C liegen, so daß große Abschmelzvorgänge zu erwarten sind, deren Zeitskala aber noch nicht klar ist.

- Diese Erkenntnis ist nicht sicher genug, um eine solche Vorhersage zwingend erscheinen zu lassen, sie ist aber sicher genug, um sie nicht einfach beiseite lassen zu können.

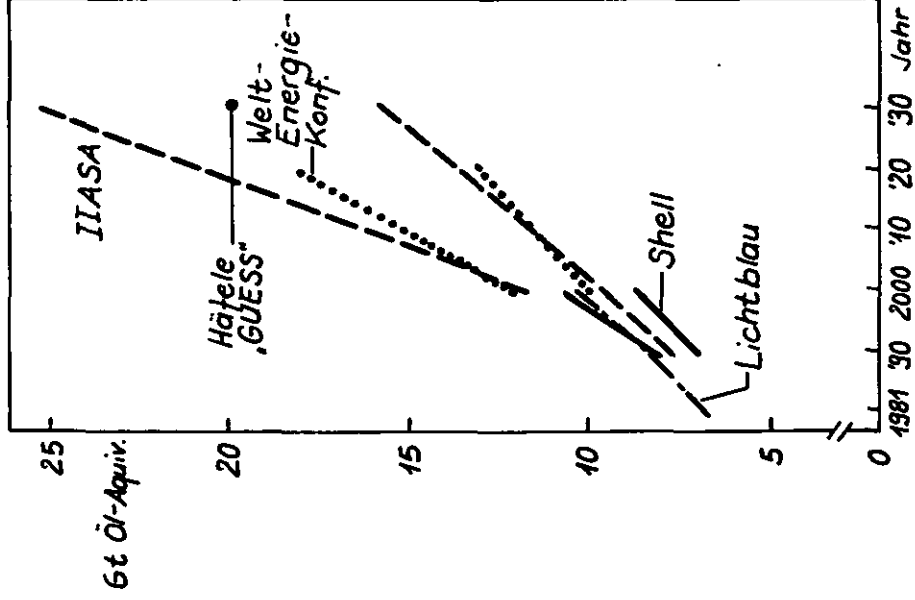
- Dieses CO₂-Problem baut sich in den nächsten 50 - 100 Jahren auf. Es abklingen zu lassen, erfordert mehrere 1000 Jahre.

- Das Gebot der Stunde ist deshalb:

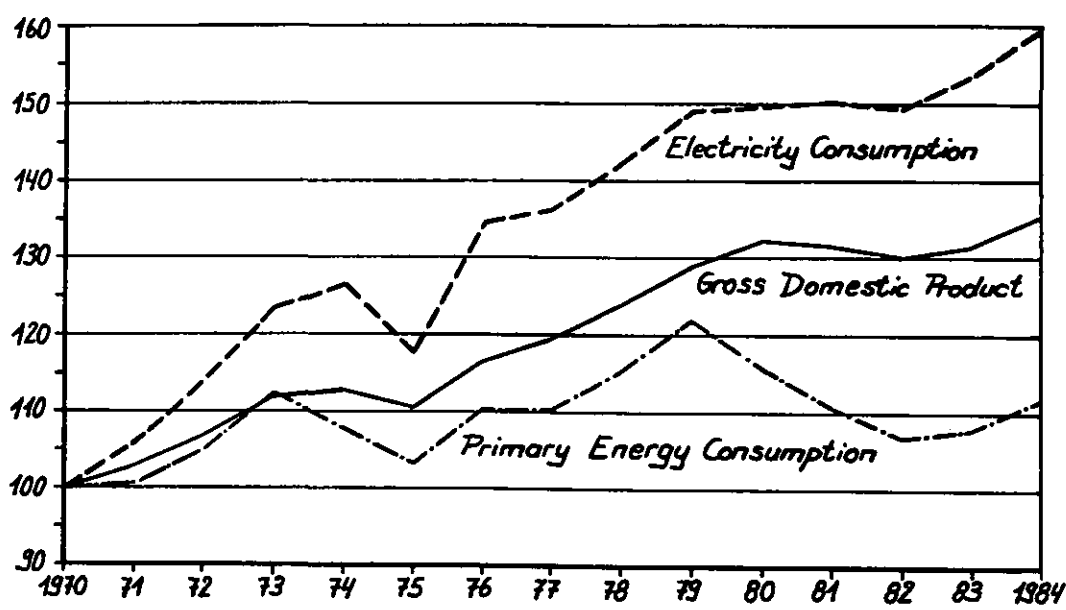
- nur noch einen klugen Umgang mit dem C-Atom vorzusehen
- Energiestrategien soweit wie möglich flexibel zu halten

Fig. 8:

Erwarteter Welt-Energieverbrauch



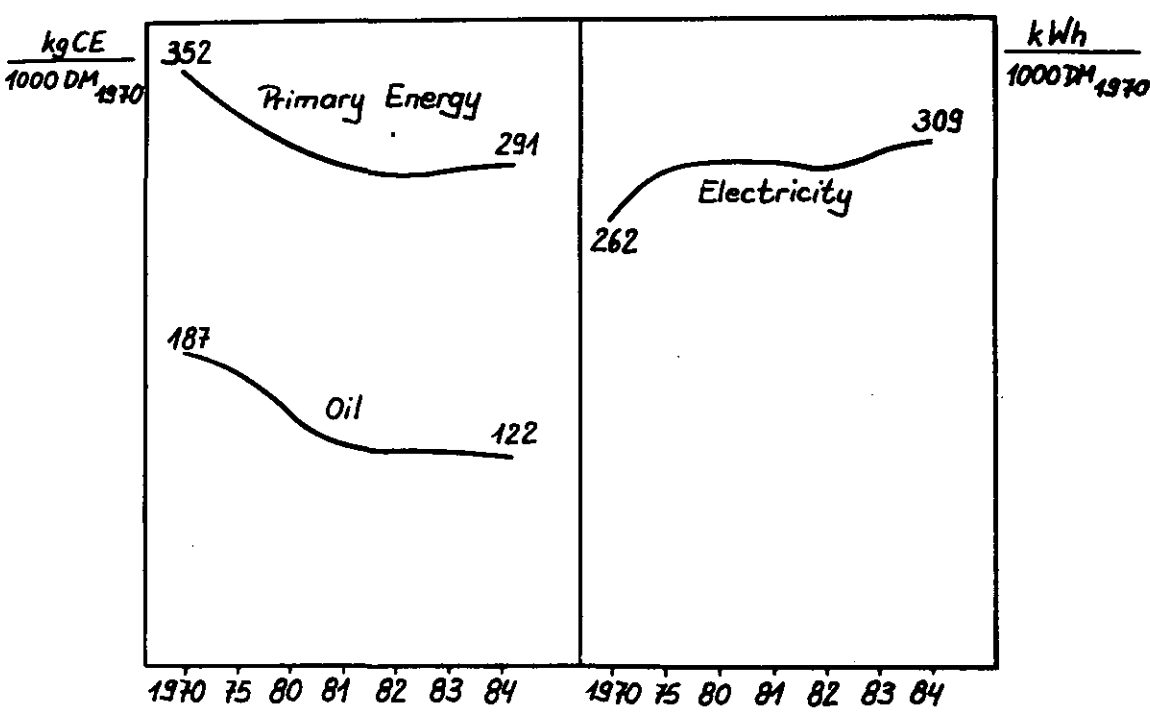
Economic Growth, Primary Energy Consumption and Electricity Consumption in the Federal Republic of Germany



Source: BMWi

Fig. 10:

Energy Intensity in the Federal Republic of Germany



Sources: Statistisches Bundesamt, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, VDEW

Fig. 11:

Value added in services as a percentage of GDP

%	OECD	FRG	Switzerland	Sweden	USA	Canada
1970	54,8	47,4	49,0	59,8	62,5	64,6
1975	56,6	52,9	54,9	58,9	63,6	63,5
1980	59,7	54,8	55,5	65,3	63,8	62,5
1982	61,3	56,2	56,6	66,2	65,7	66,8
1983	61,9	56,6	57,0	66,4	•	•

Source: OECD Economic Outlook, Historical Statistics, Paris 1984

Fig. 12:

Der kluge Einsatz von Kohlenstoff und die wachsende Bedeutung von Wasserstoff

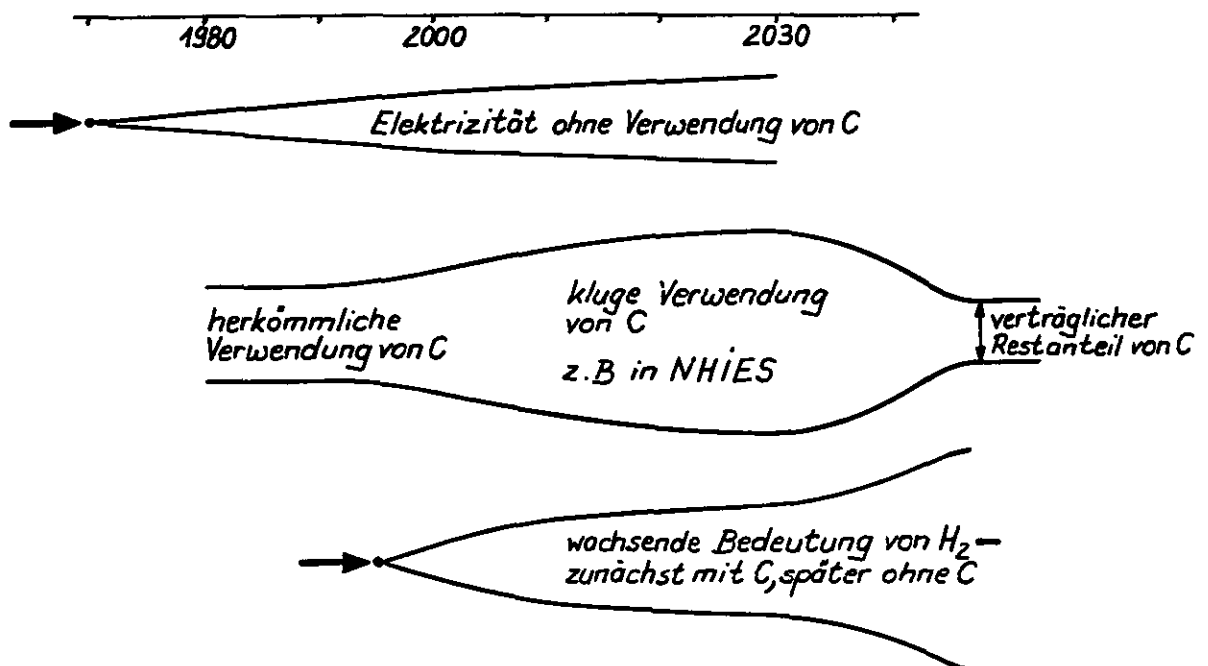


Fig. 13: Ein neuartiges horizontal integriertes Energiesystem

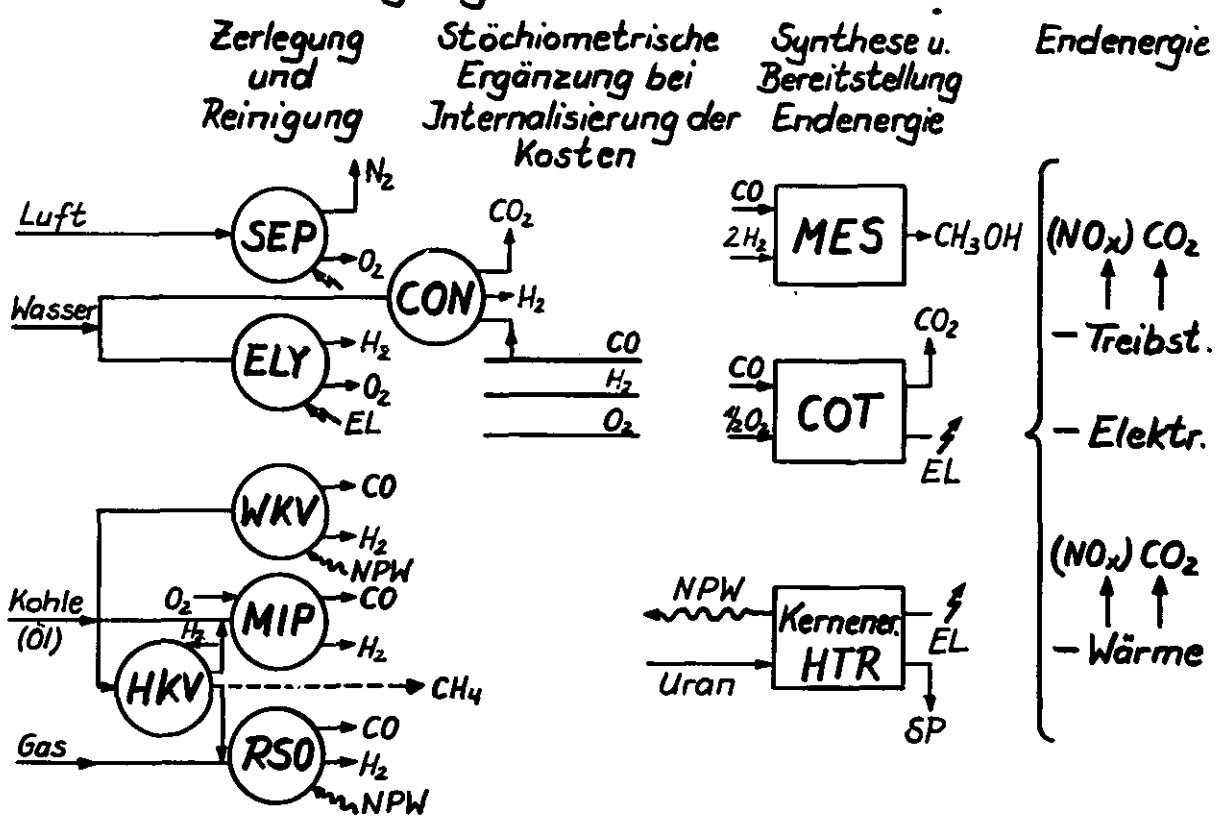


Fig. 14:

Umweltchemikalien und Ökosysteme

- das Umweltforschungsprogramm der KFA -

- Stoffströme in der Umwelt, Quellen und Senken
- Chemikalien und ihre Transformation in der Atmosphäre
- Chemikalien in terrestrischen und aquatischen Ökosystemen
- Stickstoffkreislauf und seine anthropogene Beeinflussung
- Sondermüll
- Theoretische Ökologie
- Systemanalyse Stoffströme - Dienstleistung - Umwelt

im Rahmen des Umweltforschungs- und Umwelttechnologie-Programms 1984-87 des BMFT
in Kooperation mit weiteren Großforschungseinrichtungen der AGF

Fig. 15:

„Demandit“

Zusammensetzung des Verbrauchs an Endenergie:

z.B.: 80 % Methanol / 20 % Elektrizität.

Eine kcal des Systems:

$$0,8 \text{ kcal} \frac{1}{180} \frac{\text{Mol}_{\text{CH}_3\text{OH}}}{\text{kcal}} + 0,2 \text{ kcal} \frac{1}{90 \cdot \eta} \frac{\text{Mol}_{\text{CO}_2}}{\text{kcal}}$$

z.B. $\eta = \frac{1}{3}$

dann

$$\text{Demandit} : \text{C} \cdot \text{H}_{1,6} \cdot \text{O}_{1,6}$$

MA W. Fischer

Forschungsgruppe Wirtschaft - Energie - Investitionen
Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Prof. Dr. E. Häckel

Forschungsinstitut der Deutschen Gesellschaft für Auswärtige Politik

Internationale Energieversorgung und politische Zukunftssicherung

Der Vortrag wurde von Prof. Dr. K. Kaiser, Direktor des Forschungsinstituts der Deutschen Gesellschaft für Auswärtige Politik, gehalten.

Internationale Energieversorgung und politische Zukunftssicherung

Wolfgang Fischer und Erwin Häckel

Dieser Beitrag basiert auf dem Schlußkapitel einer umfangreichen Studie, die von einer Arbeitsgruppe der Kernforschungsanlage Jülich und der Deutschen Gesellschaft für Auswärtige Politik gemeinsam erstellt wurde und demnächst im Buchhandel erscheint. Mitglieder der Arbeitsgruppe waren neben den beiden Verfassern dieses Beitrags die Professoren Dr. Wolf Häfele (Jülich) und Dr. Karl Kaiser (Köln/Bonn).

Unsere Untersuchung hat gezeigt, daß die Problematik der internationalen Energieversorgung, die bereits in der Gegenwart eine außerordentliche Spannweite und Komplexität aufweist, sich in der Perspektive der ferneren Zukunft in immer differenzierteren Wechselwirkungen und zunehmend unübersichtlichen Folgeproblemen auffächert. Es erscheint deshalb zweckmäßig, den Verlauf der Untersuchung an dieser Stelle noch einmal zu reflektieren und ihre wichtigsten Ergebnisse zusammenzufassen. Dabei werden zunächst die allgemeinen Rahmenbedingungen einer energiepolitischen Zukunftsbewältigung erörtert, um abschließend die Interessen einer langfristigen deutschen Energiepolitik neu zu bestimmen.

1) Die Fragestellung: Wie sicher ist die Energieversorgung in den nächsten Jahrzehnten?

Ausgangspunkt unserer Überlegungen war die Erfahrung der siebziger Jahre, als in zwei kurz aufeinanderfolgenden "Energiekrisen" das System der internationalen Energieversorgung seine gefährliche Störungsanfälligkeit offenbarte. Die Ereignisse von 1973/74 und 1979/80 bewirkten nicht nur eine vorübergehende Verknappung des Energieangebots, eine länger anhaltende Erhöhung des Energiepreisniveaus und eine fortdauernde, vielfältige Umstrukturierung der Energiewirtschaft. Sie lösten nicht nur einen schockartigen Wachstumsverlust und einen schmerzhaften Anpassungsdruck in vielen industrialisierten und unterentwickelten Volkswirtschaften aus. Die eigentliche Brisanz der beiden Krisen lag in der Verbindung von ökonomischen und politischen, von nationalen und internationalen, von akuten und langfristigen Problemlagen. Energiewirtschaftliche Turbulenzen in einzelnen Staaten steigerten sich zu globalen weltwirtschaftlichen Verwerfungen; nationale Besorgnisse über die Verlässlichkeit der Energiezufuhr verhärteten sich in konfliktträchtigen zwischenstaatlichen Konfrontationen; akute Versorgungsnöte nährten die Furcht vor wiederkehrenden Krisensituationen dieser Art, vor einer zunehmenden Verschärfung des weltweiten Energieproblems und einer dauerhaften machtpolitischen Statusverschiebung im internationalen System.

Tatsächlich ist die Erwartung zukünftiger Entwicklungen in langfristiger Perspektive ein zentraler Faktor aller energiepolitischen Überlegungen. Energiewirtschaftliche Planungs-, Vertrags- Betriebs- und Amortisationsperioden erstrecken sich häufig über den Zeitraum mehrerer Jahrzehnte.

Sie stützen sich auf Bedarfs- und Kapazitätsrechnungen, die derzeit bis ins Jahr 2030, vereinzelt auch schon darüber hinaus, reichen. Der energiewirtschaftliche Entscheidungshorizont wird deshalb wesentlich von den Entwicklungen bestimmt, die für diesen Zeitraum erwartet werden.

Die Frage nach den Bedingungen der Energieversorgung in ferner Zukunft ist insoweit eine ganz normale Aufgabe energiewirtschaftlicher Entscheidungsfindung. In dem Maße aber, wie die Energieversorgung in die internationalen Beziehungen eingebunden ist, richtet sich dieselbe Frage auf einen zentralen Interessenbereich der internationalen Sicherheit und Wohlfahrt. In dem Maße schließlich, wie die Energieversorgung sich als politisches Problem erweist, muß die Frage nach ihrer Zukunft auch als ganz normale Aufgabe der politischen Daseinsvorsorge gesehen werden.

Im Mittelpunkt unserer Fragestellung steht naturgemäß die Interessenlage der Bundesrepublik Deutschland. Dabei ist zu berücksichtigen, daß die Bundesrepublik durch ihre Eingliederung in die Weltwirtschaft, in die Europäische Gemeinschaft und in die westliche Allianz nur über eine begrenzte energiepolitische, außenpolitische und sicherheitspolitische Autonomie verfügt. Ein spezifisches deutsches Interesse in der Energiefrage ist deshalb nur als Teilmenge eines internationalen Interessenverbunds zu identifizieren.

Ziel unserer Fragestellung ist es, in einer langfristigen Vorausschau die wahrscheinlichen Entwicklungslinien und Rahmenbedingungen der internationalen Energieversorgung einzugrenzen, mögliche Störfaktoren und Risiken zu identifizieren und zu bewerten und von daher die Interessenlage der deutschen Energiepolitik neu zu bestimmen. Der Zeithorizont ist durch die verwendeten energiewirtschaftlichen Prognosen und Szenarien vorgegeben, er reicht bis in die ersten Jahrzehnte des 21. Jahrhunderts (annäherungsweise bis zum Jahr 2030). Als Ergebnis dieser Betrachtung wird abschließend versucht, einige Handlungsempfehlungen für die politische Sicherung der zukünftigen Energieversorgung zu formulieren.

2) Das Problem: Was können wir wissen?

Grundsätzlich gehen wir davon aus, daß die Zukunft offen und unvorhersehbar bleibt. Das gilt für die weit entfernte Zukunft mehr noch als für

die nahe gelegene. Zuverlässige politische Prognosen etwa für das Jahr 2030 sind nicht möglich. Dennoch ist die Zukunft auch nicht vollkommen ungewiß. Vieles ist mit mehr oder weniger hoher Wahrscheinlichkeit als ein Ereignis der Zukunft zu erwarten. Eine besonders hohe Wahrscheinlichkeit spricht für alles, was durch die Erfahrung als dauerhaft ausgewiesen ist. Plausibles Zukunftswissen kann deshalb ohne eine kritische Analyse der Vergangenheit nicht gewonnen werden.

Durch menschliche Eingriffe ist die Zukunft in Grenzen gestaltbar, und zwar um so erfolgreicher, je mehr Zukunftswissen in die Zukunftsgestaltung einfließt. Die Vermehrung von Zukunftswissen ist insofern eine wichtige Voraussetzung erfolgreichen Handelns - in der Politik und in der Wirtschaft wie im übrigen menschlichen Leben. Die Zuverlässigkeit und Tauglichkeit solchen Wissens (und damit die Unterscheidung zwischen Irrtum und Wahrheit) ist freilich stets erst in der Zukunft nachzuweisen.

Ein bequemer Test für die Zuverlässigkeit von Zukunftserwartungen ist ihre Bewährung in der Vergangenheit. Prognosen über die künftige Entwicklung der Energieproduktion oder des Energieverbrauchs etwa sind seit Jahrzehnten üblich. Viele der älteren Prognosen sind heute bereits historisch nachprüfbar. Ihre Treffsicherheit ist ganz unterschiedlich, doch fällt auf, daß die einflußreichsten Prognosen oft am tatsächlichen Entwicklungsverlauf weit vorbezielten. So unterschätzten viele namhafte Prognosen, die in den fünfziger und sechziger Jahren erstellt wurden, den tatsächlichen Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland bis in die siebziger Jahre, während spätere Prognosen den Energieverbrauch in den folgenden Jahren oft überschätzt haben. Neuere Prognosen scheinen wiederum eher zu niedrig zu liegen.

Daraus folgt nicht, daß Energieprognosen überhaupt unnütz und am besten zu ignorieren sind. Sie sind nicht unnütz, weil sie für wirtschaftliche und politische Entscheidungen unentbehrlich sind, und sie können nicht ignoriert werden, eben weil sie einflußreich sind. Ihre nachträgliche Überprüfung kann im übrigen durchaus lehrreich sein.

Die Betrachtung historischer Energieprognosen verweist auf drei Fehlerquellen:

- Erstens: Es gibt keine einheitliche Tendenz des Irrtums nach "oben" oder "unten", keinen konsequenten Optimismus oder Pessimismus der Energieprognosen. Die Annahme, energiewirtschaftliche Bedarfserwartungen lägen meistens zu hoch oder meistens zu niedrig, ist empirisch nicht haltbar. Es gibt deshalb auch keine "sichere" Methode, die Schwankungsbreite von Fehlprognosen vorzeitig zu erkennen und einzugrenzen.
- Zweitens: Energieprognosen (wie alle anderen Voraussagen) basieren auf einem jeweils aktuellen Kenntnisstand. Sie verlängern die im Zeitpunkt der Erstellung erkennbaren Entwicklungstendenzen mehr oder weniger linear in die Zukunft. Prognosen, die zur selben Zeit erstellt werden, gehen vom gleichen Kenntnisstand aus und gelangen zu ähnlichen Ergebnissen. Verändert sich im Prognosezeitraum die angenommene Dynamik der Entwicklung, so entfernt sich zwangsläufig die Prognose von der tatsächlichen Entwicklung. Es gibt keine Methode, diese Fehlerquelle auszuschalten.
- Drittens: Einige Prognoseelemente sind ihrer Natur nach dauerhafter als andere und können deshalb mit größerer Zuverlässigkeit errechnet werden als diese. Zu den relativ überraschungsfreien Faktoren gehören langfristige Entwicklungen der Energietechnik, der Energiereserven, der Energiegestehungskosten, der energiewirtschaftlichen Ziele, Strukturen und Handlungsmuster. Zu den unter Umständen empfindlich reagierenden und sprunghaft sich verändernden Faktoren gehören Entwicklungen der Energiepreise, des Verbraucherverhaltens, der Investitionsentscheidungen oder der energiepolitischen Rahmenbedingungen. Unrealistische Preisannahmen sind für viele Fehlprognosen in erster Linie verantwortlich. Auch diese Fehlerquelle ist methodisch nicht auszuschalten.

Wichtiger und nützlicher als die Erkenntnis dessen, was wir wissen und voraussehen können, ist wahrscheinlich die Einsicht in das, was wir nicht wissen und nicht voraussehen können. Denn es sind gerade die unbeständigen und unberechenbaren Faktoren, die für die potentielle Störungsanfälligkeit eines Energiesystems, aber auch für seine potentielle Anpassungsfähigkeit eine entscheidende Rolle spielen.

Energieprognosen, und im besonderen Fehlprognosen, sind deshalb unentbehrlich, weil sie fehlerhafte Zukunftserwartungen offenlegen und der

kritischen Überprüfung aussetzen. Zukunftsgestaltende Eingriffe der Energiepolitik können nur erfolgreich sein, wenn sie zur Korrektur von Fehlsteuerungen beitragen. Eine solche Korrektur wäre aber wiederum fehlerhaft, wenn sie einfach den aktuellen Kenntnisstand zum Maßstab nehmen und den letzten Entwicklungstrend fortführen wollte, ohne aus den Erfahrungen der Vergangenheit zu lernen. Die Vergangenheit kann uns nicht Gewißheit über das Zukünftige verschaffen, aber sie kann uns lehren, zwischen mehr oder weniger bewährten Annahmen, mehr oder weniger dauerhaften Wirkungsfaktoren und mehr oder weniger plausiblen Entwicklungsmöglichkeiten zu unterscheiden.

3) Die Erfahrung: Was haben wir gelernt?

Die Öffentlichkeit in den westlichen Industriegesellschaften war in den vergangenen Jahrzehnten einem Wechselbad energiepolitischer Erfahrungen ausgesetzt. In ihrem Verlauf hat sich das Bewußtsein dessen, was die Energiefrage politisch bedeutet, mehrfach gewandelt. In der zweiten Hälfte der achtziger Jahre ist das Energiesystem scheinbar wieder zur Normalität zurückgekehrt. Was hat sich indessen nur im Bewußtsein gewandelt, was wirklich verändert? Welche Lehren sind in der Bundesrepublik und in Westeuropa aus der Vergangenheit gezogen worden?

In der bundesdeutschen Energiewirtschaft hat sich parallel zur westeuropäischen Integration seit Mitte der fünfziger Jahre eine - zeitverscho- ben in allen Industrieländern zu beobachtende - rasche Modernisierung des Energiesektors vollzogen, die ihren Beitrag zur Ablösung der traditionellen Kohleökonomie durch eine energetisch hochdifferenzierte Industriegesellschaft leistete. Der drastische Zuwachs des Mineralölverbrauchs ging mit der Integration in den expandierenden Welterdölmarkt einher. Obwohl gerade dieser Energieträger für politische Störungen sehr empfänglich war, wurden staatliche Eingriffe zur Sicherstellung der Versorgung aus ordnungspolitischen Gründen weder auf nationaler noch auf der westeuropäischen oder OECD-Ebene ernsthaft erwogen. Erst als die internationale Politik 1973 ihre Störungsimpulse spürbar werden ließ, entstanden z.T. hektische Bemühungen um die Herausbildung einer geschlossenen Energiepolitik und ihre Verknüpfung mit der Außen- und Sicherheitspolitik der westlichen Länder. Die Erdölkrise, Folge von

Machtverschiebungen im internationalen System, regionalen Konflikten und energiewirtschaftlichen Entwicklungen, prägte die Perzeptionen der siebziger Jahre. Energieverknappung bei rasch steigender Nachfrage, Kampf um Ressourcen, "Strangulation" des Westens durch die neuen Ölmächte, Energiepolitik als "moralisches Äquivalent für Krieg" (Jimmy Carter), generell eine wachsende Konflikthanfälligkeit der internationalen Energieversorgung waren die allgemein geteilten Erwartungen an die Zukunft.

Mitte der achtziger Jahre sind die Befürchtungen und Ängste der siebziger Jahre aus dem öffentlichen Bewußtsein wieder weitgehend verdrängt. Die Energieversorgung scheint sich ihrer Probleme entledigt zu haben.

Obwohl Energiesicherheit noch immer ein bei Bedarf mobilisierbares Thema der Politik ist, offenbaren die aufeinanderfolgenden Phasen von "Verknappung" und "Überfluß" an Energie die Reaktivität versorgungspolitischer Überlegungen. Sie pendeln zwischen Hysterie und Sorglosigkeit, zwischen dem Drängen nach politischer Steuerung der Energiewirtschaft und blindem Vertrauen auf Marktmechanismen und erscheinen insgesamt wenig geeignet für eine kühle Analyse künftiger Probleme und Optionen. Allerdings ist dieses Schwanken nicht in allen westlichen Ländern gleichermaßen zu beobachten. Die USA und die Bundesrepublik Deutschland, deren Öffentlichkeitsstruktur in mancher Hinsicht verwandt ist, scheinen für heftige Ausschläge der energiepolitischen Stimmungslage anfälliger zu sein als Länder wie etwa Frankreich, Schweden oder die Schweiz, in denen die Energiediskussion viel stetiger verläuft.

Unbestreitbar hat die Bundesrepublik Deutschland erheblich dazu beigetragen, daß unter dem Schock der Erdölkrisen und der Diskussionen um die "Endlichkeit der Energieressourcen" durch Effizienzsteigerungen, Einsparungen, die Erschließung der Nordsee, eine fortschreitende Substitution von Öl durch den Ausbau energetischer Alternativen (Gas, Kernenergie, Kohle) Grundlagen für die heutige "Energieschwemme" gelegt wurden, deren populärster Ausdruck der dramatische Ölpreisverfall seit Ende 1985 ist. Durch die Kumulation der verschiedenartigen Maßnahmen vollzog sich ein scheinbar grundlegender Wandel der energiepolitischen Lage: Bündelte sich in der Perzeption der siebziger Jahre das Energieproblem in Fragen nach der technischen und politischen Verfügbarkeit knapper Energieträger, so

fächerte es sich in der Sehweise der achtziger Jahre auf. Die neue Grundstimmung nimmt Verfügbarkeiten als gegeben an, verdrängt alte Diskussionsstränge, sieht sich aber neuen Fragen gegenüber. Nicht alle diese Fragen haben in der Öffentlichkeit bisher genügend Beachtung gefunden.

Schematisch läßt sich das gegenwärtige energiepolitische Bewußtsein in der Bundesrepublik und anderen OECD-Staaten, aber auch seine Unzulänglichkeit angesichts der Reichweite künftiger, noch nicht wahrgenommener Herausforderungen wie folgt charakterisieren.

* Die Marktmechanismen haben sich bewährt.

Die Zeit der umfassenden politischen Eingriffe und Anstrengungen zur Sicherung der Energieversorgung (direkter bilateraler Austausch, Weltenergiedialog, nationale "Energiepläne") gilt als überholt. Die Erfolge marktwirtschaftlicher Anpassungsmechanismen, der Strukturwandel auf Kosten energieintensiver Industrien, aber auch die "Krisenfähigkeit" der Bevölkerung bei der Bewältigung der entstandenen Wohlstandsverluste haben das Vertrauen in die Flexibilität westlicher Verbraucherstaaten in einem vorher nicht erwarteten Ausmaß gestärkt.

Aber: Die Marktmechanismen wirken weitgehend unverfälscht nur im Substitutionswettbewerb von Öl und Gas. Andere Energieträger werden durch staatliche Reglementierungen teils behindert, teils gezielt bevorzugt. Das zeigt sich besonders in der Kohle- und Kernenergiepolitik, aber auch bei der Förderung "alternativer Energien". Im übrigen hat sich auch gezeigt, daß das Spiel der Marktkräfte zu kurzfristigen und kostspieligen Fehlsteuerungen führen kann, die durch staatliches Eingreifen kompensiert werden müssen. Der Energiesektor wird deshalb stets ein hochgradig politisierter Wirtschaftsbereich bleiben. Die politische Legitimität offener Energiemärkte ist keine Selbstverständlichkeit, sie muß immer wieder neu hergestellt werden.

* Die Weitergabe der Energiepreisimpulse hat sich bewährt.

Energiepolitische Bemühungen, im Zentrum des Denkens der siebziger Jahre, die von steuerlichen Erleichterungen für Energieeinsparungen bis zu Abstimmungen über die Einschränkung des Ölverbrauchs innerhalb der OECD reichten, haben einen nutzbaren Handlungsspielraum der Politik verdeutlicht. Besondere Effizienzsteigerungen bei der Energienutzung

wiesen diejenigen Staaten auf, deren Ordnungspolitik auf eine nicht gedämpfte Weitergabe der Preisimpulse an die Verbraucher setzte.

Aber: Auch da, wo man sich am meisten auf den Preismechanismus verläßt, spielen politische Überlegungen eine große Rolle. Staatliche Subventionen und Schutzmaßnahmen begrenzen die Wirksamkeit der Preisanstöße; für den Einsatz heimischer Energieträger sind sie oft unentbehrlich. Außerdem stößt die Möglichkeit, Energiepreisschwankungen auf die Verbraucher durchschlagen zu lassen, an Grenzen der politischen Zumutbarkeit. Der Drang, solche innenpolitischen Zumutungen in außenpolitisches Konfliktverhalten umzuleiten, kann in Krisensituationen unwiderstehlich sein.

* Energie wird immer effizienter genutzt.

Technologische Innovation und ökonomische Rationalität haben in einem noch vor zehn Jahren nicht vorhersehbaren Ausmaß zur Verbesserung des Energiekoeffizienten in den OECD-Staaten beigetragen. Der Schwerpunkt des wirtschaftlichen Interesses hat sich dabei von der Primär- auf die Nutzenergieseite verschoben. Neue Technologien legen die Grundlagen für weitere Effizienzsteigerungen.

Aber: Es gibt keine Garantie für ein grenzenloses Weiterschreiten auf diesem Erfolgspfad. Stoßen wir aus technischen und wirtschaftlichen Gründen auf einen (durchaus flexiblen) "Boden" der Einsparungen, müssen gesellschaftliche Strukturen und Lebensweisen grundlegend umgestaltet werden, um diesen Prozeß weiter voranzutreiben. Die Substitution von Energie durch Kapital, durch "intelligente" Technik, durch menschliche Dienst- oder Verzichtleistungen ist nur in Grenzen sinnvoll. Rationelle Energieverwendung und Energieeinsparung schlägt in volkswirtschaftliche Verschwendung und politischen Irrationalismus um, wenn sie mit extrem hohen ökonomischen und sozialen Kosten erkaufte werden soll.

* Die Frage nach der "Endlichkeit" der Ressourcen hat an Interesse verloren

Eine Neueinschätzung der Ressourcenlage, zu der nicht zuletzt eine höhere Bewertung der Erdgaslagerstätten gehört, hat die "Endlichkeitsdiskussionen" im Energiebereich verstummen lassen. Darüber hinaus hat sich gezeigt, daß das, was als Energiereource definiert wird, "historischen" Charakter trägt, d.h. durch den jeweiligen Stand von Wissenschaft und Technik bestimmt wird. Energie steht den Menschen im Prinzip fast unbegrenzt zur Verfügung.

Aber: Das gilt nur so lange, wie die Kosten ihrer Bereitstellung vernachlässigt werden. Sie begrenzen die Menge der sinnvoll nutzbaren Energie. In jedem operativen Sinn begrenzt bleiben schließlich die fossilen Energieträger. Ökologische Erwägungen stehen der Nutzung vieler "schmutziger" fossiler Ressourcen (etwa minderwertiger Kohle) entgegen. Aber auch Öl und - noch später - Gas stoßen an Verfügbarkeitsgrenzen. Die Ressourcenfrage hat sich zwar deutlich entspannt, sie ist aber nicht irrelevant geworden. Tritt die von vielen Experten befürchtete Verschlechterung des Erdklimas durch übermäßigen Kohlendioxidausstoß fossiler Brennstoffe tatsächlich ein, so kann sich bereits in den ersten Jahrzehnten nach der Jahrtausendwende eine drastische Verringerung der weltweit nutzbaren Energiemenge ergeben.

* Die Zeit der großen Wachstumserwartungen für Energie ist vorüber.

Die kritische Beleuchtung der in den siebziger Jahren allgemein erwarteten expansiven Pfade des globalen Energieverbrauchs brachte ihre Korrektur: Heute gibt die herrschende Meinung bestenfalls noch "mittleren Verbrauchszuwächsen" eine Realisierungschance. Dies ist zu einem Teil ein Erfolg der "Entkoppelung" von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch in den westlichen Industrieländern, zum anderen Teil die Konsequenz einer skeptischeren Einschätzung der Entwicklungsperspektiven der "Dritten Welt".

Aber: Das rasche Wachstum des "tertiären Sektors" in den Industriestaaten kann dieses zutreffende Bild in einer Hinsicht erheblich modifizieren: Seine Zuwachsraten und die des Stromverbrauchs laufen parallel. Da der Tertiärsektor auf die besonderen Qualitäten ("utility"-Eigenschaften) der Elektrizität (hochgradige Verfügbarkeit, Meß-, Steuer- und Regelbarkeit) angewiesen ist, könnte hier ein erhebliches Wachstumspotential verborgen sein, das selbst bei stagnierendem Endenergieverbrauch noch einen steigenden Primärenergiebedarf in den Industrieländern mit sich brächte. Im übrigen wird oft übersehen, daß durch die Bevölkerungsexplosion in den Entwicklungsländern auch ein schleppendes Wirtschaftswachstum zwangsläufig mit einem gewaltigen Anstieg des globalen Energiebedarfs verbunden bleibt.

* Die energiepolitische Zusammenarbeit der Verbraucherstaaten hat sich bewährt.

Das nach den schmerzlichen Erfahrungen der Ölkrise entwickelte und institutionalisierte Kriseninstrumentarium einer gemeinschaftlich abgestimmten Energiepolitik ist für die OECD-Staaten ein greifbarer Erfolg. Die Kooperation der westlichen Verbraucherstaaten auf internationaler Ebene im Rahmen der IEA und ihre Verknüpfung auf transnationaler Ebene mit der Krisenvorsorge der "Ölmultis" haben nicht nur die Resistenz der OECD-Staaten gegenüber den Folgen potentieller Versorgungsstörungen erhöht, sondern auch eine glaubhafte Abschreckungswirkung gegenüber dem Versuch einer Anwendung der "Ölwaffe" durch einzelne Lieferländer entfaltet.

Aber: Die Tragfähigkeit der Zusammenarbeit der IEA-Staaten in einer schweren Krise ist noch nicht getestet worden, die Einfügung wichtiger Maßnahmen zur Krisenbewältigung in die Gesetzgebung der USA steht noch aus. Ohne weitere politische Anstöße läßt sich diese westliche Kooperation auf die Dauer möglicherweise nicht funktionstüchtig erhalten.

* Die Ölpreisbewegung wurde umgekehrt.

Obwohl Schwankungen im Ölpreis auch nach 1973 auftraten, schienen nach den Erfahrungen der beiden Ölkrisen dramatische Preisveränderungen nur nach oben hin denkbar. Die Wirklichkeit des Jahres 1986 hat diese Erwartung widerlegt. Erdöl überschwemmt die Märkte, der reale Ölpreis liegt auf dem Niveau vor der ersten Ölkrise.

Aber: Das Überangebot auf dem Weltölmarkt ist relativ klein, schon ein geringfügiger Nachfragezuwachs über mehrere Jahre kann zu neuen Verknappungen führen. Das reale Ölpreinsniveau, so die nahezu einhellige Ansicht der Energieexperten, kann dann unvermittelt rasch wieder kräftig ansteigen. Im übrigen wäre ein länger anhaltender Preisverfall auf dem Weltölmarkt ein verhängnisvoller Segen, wenn dadurch die effiziente Energienutzung und die Entwicklung alternativer Energiequellen in Industrie- und Entwicklungsländern nachhaltig behindert würden.

* Die Macht der OPEC wurde gebrochen.

Strukturveränderungen im Welterdölsektor und die wirtschaftliche und politische Heterogenität der OPEC haben den Einfluß des einst scheinbar übermächtigen "Kartells" gebrochen. Westeuropas Ölversorgung ist auf der Basis eines hohen Eigenversorgungsgrades derzeit sehr diversifiziert.

Die "Ölwanne" ist ein Begriff der Vergangenheit, Energierohstoffe gelten nicht mehr als Quelle internationaler Macht, sondern erscheinen als Ausdruck einer störungsanfälligen, mangelhaft diversifizierten Wirtschaftsstruktur.

Aber: Für die Zeit nach der Jahrhundertwende zeichnet sich eine auf den Mittleren Osten konzentrierte "Kern-OPEC" ab, die einen sehr hohen Anteil des international gehandelten Erdöls verfügbar machen wird. Auch wenn diese Staaten dadurch nicht per se zu bedeutsamen Machtfaktoren der internationalen Politik werden, dürfte ihr energiewirtschaftliches Gewicht doch erheblich zunehmen.

* Die Energieversorgung der OECD-Staaten gilt als gesichert.

Spätestens Verfügbarkeitsprobleme keine Rolle, so haben auch die auf sie bezogenen Lösungsansätze ihre Relevanz verloren: Ein befreiender, den "Knoten lösender Schlag" (durch Einsatz militärischer Macht oder das Energieprogramm) erscheint ohne Sinn. Dadurch hat sich die sicherheitspolitische Brisanz der Energiesituation vermindert. Die Grenzen militärischer Machtentfaltung zur Sicherung der Energieversorgung zeichnen sich klarer ab. "Carter-Doktrin" und "Geopolitik" spielen im öffentlichen Bewußtsein keine vorrangige Rolle mehr.

Aber: Die Abhängigkeit Westeuropas und auch der Bundesrepublik von Öl- und Gasimporten aus politisch "sensitiven" Regionen (Mittelost, UdSSR) bleibt bestehen. Eskalierende Krisen, die Öl- und Gasversorgung bedrohen, sind nicht gänzlich auszuschließen, die Fragen eines Zugangs zu den Ressourcen sind machtpolitisch keineswegs obsolet.

* Qualitäten, nicht Mengen beherrschen das Denken.

Obwohl schon in den siebziger Jahren umstritten, hat sich erst jetzt die Dominanz quantitativen Denkens im allgemeinen Bewußtsein verflüchtigt. Dieser Wandlungsprozeß hat auch im Energiesektor seinen Niederschlag gefunden. Die Frage nach der "Begrenztheit der Ressourcen" wurde durch die nach ihrer Qualität, d.h. der Vielseitigkeit ihrer Verwendung, der Sozialverträglichkeit und insbesondere der Umweltverträglichkeit verdrängt.

Aber: So sehr dies auch in Zukunft gelten mag, darf doch nicht übersehen werden, daß der Vorrang qualitativer Aspekte von der weitgehenden Erfüllung quantitativer Ziele und damit auch vom energetisch bedingten Niveau der gesellschaftlichen Produktion und individuellen Konsumtion abhängt.

Das Problem der Verfügbarkeit der gewünschten Energiemengen ist nicht dauerhaft gelöst, es wird spätestens bei einem markanten Anstieg des Energiepreinsniveaus wieder ins Blickfeld rücken.

* Neue Grenzen zeichnen sich ab: die Belastungsfähigkeit der ökologischen Systeme

Schon heute ist der Umgang mit nationaler und transnationaler Luftverschmutzung, ist die "geoökologische" Dimension der Energiepolitik, ist Umweltaußenpolitik ein Thema nicht nur für die Fachwelt. Energiepolitische Alternativen werden zunehmend unter dem Aspekt internationaler und globaler Umwelteffekte gesehen.

Aber: Es ist keinesfalls sicher, ob diese neuen Einsichten ausreichen, um in der Energiepolitik die richtigen Prioritäten zu setzen, die Risiken verschiedener Optionen zutreffend einzuschätzen, kurzfristige und kurzsichtige Interessen von übergreifenden Verantwortlichkeiten zu unterscheiden. Auch und gerade in der ökologischen Diskussion liegen globales Denken und Provinzialismus, Hysterie und Sorglosigkeit eng beieinander. Die enormen ökologischen und politischen Probleme der atmosphärischen CO₂-Anreicherung, der Entwaldung und Versteppung ganzer Regionen in der Dritten Welt und ihre Vernachlässigung in der energiepolitischen Diskussion wären in diesem Zusammenhang zu sehen.

Insgesamt ist festzustellen, das das energiepolitische Bewußtsein der Gegenwart sich gegenüber dem Stand der siebziger Jahre deutlich differenziert hat, nuancierter und auch realitätsnäher geworden ist. Jedoch reflektiert dieser Lerneffekt oft nur den Teil der Wirklichkeit, der heute unmittelbar erfahrbar ist, weniger jedoch die Aspekte, die über die Gegenwart hinausweisen. Diese sind in der Fachwelt bekannt und kaum umstritten, finden in der Öffentlichkeit aber nur geringe Beachtung. Die energiepolitische Diskussion erscheint gespalten in eine Sphäre der Experten und eine Sphäre der öffentlichen Meinung. Den Experten wächst damit die zunehmend wichtige Aufgabe zu, nicht nur die Erfahrungen des vergangenen Jahrzehnts wachzuhalten, ihre Widersprüchlichkeit und Vielschichtigkeit offenzulegen und sie im Lichte neuerer Erkenntnis weiterzuentwickeln, sondern dies auch öffentlich zu vertreten. Sonst wächst die Gefahr, daß der nützliche energiepolitische Lerneffekt der siebziger und achtziger Jahre verlorengeht und unter ungünstigeren Umständen wieder aufgearbeitet werden müßte.

Im energiepolitischen Bewußtsein der Gegenwart paart sich Einsicht in neue Aufgabenstellungen mit versorgungspolitischer Sorglosigkeit, die ihre Rechtfertigung aus der Beobachtung der Tagespolitik zieht. Ihr Begleiter ist die stillschweigende Hoffnung, daß dieses Tagesbewußtsein genügend Rüstzeug bietet, die vorteilhafte Situation zu konservieren. Lautet aber eine der (in ihren Konsequenzen bisher nur undeutlich wahrgenommenen) Botschaften der achtziger Jahre, daß die künftigen Veränderungen im Energiesektor nicht so grundlegend sein werden, wie in der Phase der "Knappheit" erhofft und während der "Energieschwemme" unterstellt wurde, so folgt daraus, daß das internationale Energiesystem in den nächsten Dekaden viele Strukturelemente und damit deren immanente Probleme beibehalten wird. Daher muß die Hoffnung, daß "Zeit" zur Bearbeitung von Energieproblemen ein reichlich verfügbares und nicht - wie in der vorherrschenden Ansicht der siebziger Jahre - ein knappes Gut sei, relativiert werden:

- Legt man die "alten Fragen" zugrunde, ist tatsächlich Zeit gewonnen worden. Der Abschied von hohen Verbrauchspfaden, die verbesserte Ressourcensituation machen eine rasche, mit prioritärem Einsatz staatlicher Macht- und Steuerungsinstrumente verbundene Verfügbarmachung aller erreichbaren Energien wenig dringlich.
- Definiert man Krise als "Lernen unter Zeitdruck" (K. Deutsch), so kann gerade Zeit während der auch künftig immer wieder denkbaren Versorgungsstörungen knapp werden. Nur wenn eine planmäßige Vorbereitung auf eine Krise schon einen Teil der Lernanforderungen quasi vorweggenommen hat, kann die Zeit bis zur vollendeten Anpassung kurz gehalten werden. Unvorbereitetes Lernen erfordert ein großes Zeitbudget, das in der Regel nicht zur Verfügung steht. Muß der Lernvorgang wegen des Konsums der verfügbaren (oder der verfügbar erscheinenden) Zeit abgebrochen werden, könnte erneut die Neigung wachsen, mit der Drohung oder dem Einsatz militärischer Macht aus Abhängigkeiten auszubrechen.

Das Bewußtsein für zukünftige Krisen und für die Notwendigkeit vorbeugender Maßnahmen setzt eine Kenntnis plausibler künftiger Entwicklungen voraus. Nun haben aber die vergangenen Jahre gezeigt, daß energiepolitische Zukunftsvorstellungen, die nur die aktuellen Problemlagen fortschreiben, zu einer voreiligen Diagnose führen und in eine falsche

Therapie einmünden können. Um solche Fehlentwicklungen zu vermeiden, dürfen die Irrtümer der Vergangenheit nicht verdrängt werden, sie müssen vielmehr zum Verständnis der ganzen Breite möglicher Beharrungsfaktoren und Veränderungstendenzen im Energiesystem bewußt gehalten und berücksichtigt werden.

4) Die langfristige Perspektive: Womit müssen wir rechnen?

Will man aus den energiepolitischen Ereignissen der jüngeren Vergangenheit eine Lehre ziehen, die über die aktuelle Situation und über die kurzfristige Interessenlage der achtziger Jahre hinausreicht und als dauerhafte Orientierung zur Identifizierung und Bewältigung künftiger Herausforderungen dienen kann, so ist man zunächst versucht zu sagen, daß es eine solche Lehre nicht gibt. Zu widersprüchlich erscheinen die Erfahrungen der letzten Jahrzehnte, als daß man daraus gesicherte Erkenntnisse für die kommenden Jahrzehnte ableiten möchte. Sind nicht die energiepolitischen Zukunftserwartungen der siebziger Jahre in den achtziger Jahren genauso radikal widerlegt und brutal desavouiert worden wie in den siebziger Jahren die Zukunftserwartungen der sechziger Jahre? Haben die enormen Umschwünge der energiewirtschaftlichen Situation in den letzten zwei Jahrzehnten nicht gezeigt, daß es eine zuverlässige Vorsorge gegen Überraschungen nicht geben kann? Muß nicht als eigentliche Lehre der Vergangenheit die Einsicht in die unbezähmbare Komplexität des Energiesystems, in die Unzulänglichkeit energiewirtschaftlicher Steuerungsversuche und in die Kurzlebigkeit energiepolitischer Erfahrungen konstatiert werden?

Der Einwand ist berechtigt und dennoch inkonsequent. Gerade die verwirrende Widersprüchlichkeit der Erscheinungen verlangt nach einer ordnenden Darstellung und systematischen Analyse, die zwischen dem Zufälligen und dem Regelmäßigen unterscheidet. Nimmt man die vielfältigen Widersprüche und Brüche des Energiesystems als charakteristisches Grundelement, so läßt sich eine Reihe von Faktoren bestimmen, die langfristig und mit hoher Wahrscheinlichkeit die Rahmenbedingungen und Entwicklungslinien der Energiepolitik eingrenzen werden.

Ausgangspunkt ist die Feststellung, daß das Energiesystem in erster Linie nicht einen politischen, sondern einen wirtschaftlich-technischen

Wirkungszusammenhang darstellt. Es funktioniert aber nur in einem Rahmen, der nicht durch Wirtschaft und Technik, sondern durch die Politik gesetzt wird. Die Politik ist deshalb in jedem Fall eine unentbehrliche Voraussetzung, aber zugleich auch der wichtigste Störfaktor der Energieversorgung.

Innerhalb dieses Rahmens äußert sich die Widersprüchlichkeit des Energiesystems hauptsächlich auf drei Ebenen: im Gegensatz zwischen dem globalen Zusammenhang der Energieversorgung und ihrer Fragmentierung; im Gegensatz zwischen den Kontinuitäten und Diskontinuitäten der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen; und im Gegensatz zwischen den Möglichkeiten der energiepolitischen Intervention und ihren immanenten Grenzen. Auf jeder dieser Ebenen sind relativ stabile und vorhersehbare Wirkungsfaktoren zu beobachten.

* Das Energiesystem ist gekennzeichnet durch einen globalen Zusammenhang. Das Energiesystem ist heute und bleibt auf absehbare Zeit in seinen wesentlichen Teilen ein Weltenergiesystem. Aus der internationalen energiewirtschaftlichen Arbeitsteilung kann sich kein Land mehr effektiv abkoppeln. Weltweit vollzieht sich die Evolution der Energietechnik. Weltweit konkurrieren die verschiedenen Energieträger miteinander. Weltweit ist der Wettbewerb um Energieressourcen, der Handel mit Energieträgern und der Einfluß der Energiepreise. Das Weltenergiesystem hängt in seinen Funktionen maßgeblich ab von der Weltwirtschaftsordnung, von der internationalen Handels-, Währungs- und Konjunktursituation und wirkt unmittelbar auf diese zurück.

Auswirkungen des Energiesystems sind weltweit zu spüren: sei es in Auseinandersetzungen um die Versorgungssicherheit oder bei der Definition internationaler Interessenlagen, sei es in der ökologischen Wirkung auf Klima und Vegetation, auf natürliche Ressourcen und menschliche Lebensbedingungen. Das Energiesystem ist - im wörtlichen und übertragenen Sinne - ein System der kommunizierenden Röhren. Sein Funktionieren berührt die Interessen aller Menschen, aller Länder und Völker.

Die Regelung des Weltenergiesystems wäre demnach eine universelle politische Aufgabe. Indessen ist die Ebene des Problems nicht identisch mit

der Ebene seiner Lösung. Es gibt kein universell anerkanntes, zuverlässig funktionierendes politisches Regelwerk auf der globalen Ebene. In der Energiepolitik wie in anderen Bereichen haben "niedere" nationale oder regionale Partikularinteressen durchweg Vorrang vor dem globalen Interesse. Auch in der energiepolitischen Kooperation der westlichen Staaten, die solchen Prioritätensetzungen entgegenwirken soll, ist nur ansatzweise eine Bereitschaft zu übergreifenden Lösungen zu erkennen. Daraus folgt, daß die Sicherheit der Energieversorgung auf absehbare Zeit nur in nationalstaatlicher Verantwortung, aber auch nur in internationaler Zusammenarbeit und Interessenabstimmung gewährleistet werden kann.

* Das Energiesystem ist gekennzeichnet durch eine vielfache und tiefgreifende Fragmentierung.

"Energie" ist in der praktischen Wirklichkeit oft nur ein fiktiver Begriff. Die Energieverbraucher fragen in der Regel nicht nach Energie, sondern nach einzelnen Energiedienstleistungen wie Licht, Kraft, Wärme oder Kommunikation. Nicht Energie, sondern einzelne Energieträger werden produziert, gehandelt, verarbeitet und verbraucht. Auf Energieträger, nicht auf das gesamte Energiesystem, bezieht sich in der Regel die Energiepolitik, das Energierecht und die energiewirtschaftliche Unternehmensführung. Die Energieträger sind nur begrenzt miteinander substituierbar, ihr wechselseitiger Wettbewerb ist nur begrenzt wirksam. Ein globaler Wettbewerb ist bisher nur beim Erdöl effektiv realisiert.

Durch Territorialgrenzen, Rechtsordnungen und politische Interventionen ist das internationale Energiesystem in nationalstaatliche Teilsysteme gegliedert. National und regional sind die Energiesysteme ganz unterschiedlich ausgeprägt. Ungleiche Ressourcen, Bedürfnisse, Abhängigkeitsmuster und Ordnungssysteme der Energiewirtschaft bedingen sehr heterogene, oft divergierende energiepolitische Interessen, Ziele und Strategien der einzelnen Staaten. Es existiert kein internationaler energiepolitischer Konsens - und in der Regel nicht einmal eine kohärente nationalstaatliche Energiepolitik. Die energiepolitische Diskussion vollzieht sich nur selten in internationalem Austausch, sondern zumeist abgeschottet in nationaler Isolation als vermeintlich innenpolitische, oft allein an sektoralen Sonderinteressen orientierte und auf innerstaatliche Problemlösungen fixierte Auseinandersetzung.

Die Energiepolitik wird unter diesen Umständen nicht als gemeinsame Aufgabe der Menschheit, als einvernehmliche Weltenergiepolitik wahrgenommen, sondern als zwischenstaatlicher Wettbewerb, vielfach auch als "Nullsummenspiel", bei dem der nationale Eigennutz sich nach der Belastung anderer Volkswirtschaften bemißt. In einer arbeitsteiligen Weltenergiewirtschaft kann auf diese Weise die Sicherheit der nationalen Energieversorgung auf Dauer nicht gewährleistet werden. Die Energiepolitik ist vielmehr selbst eine Quelle internationaler Interessendivergenzen und Konflikte. Daraus folgt, daß eine verantwortungsbewußte Energiepolitik nicht nur Energiepolitik im eng verstandenen Sinn sein kann, sondern stets auch die damit zusammenhängenden Auswirkungen und Rückwirkungen in anderen Bereichen, insbesondere auf der Ebene der Außenpolitik und internationalen Wirtschaftspolitik, der Sicherheitspolitik und der transnationalen Umweltpolitik berücksichtigen muß.

* Das internationale Energiesystem ist gekennzeichnet durch langfristige Kontinuität seiner wesentlichen Elemente.

In der Energietechnik gibt es, selbst wenn bedeutende technologische Innovationen gelingen, keine kurzfristig wirksamen Durchbrüche. Die heutigen Energietechniken und die gegenwärtig genutzten Energieträger werden auch in mehreren Jahrzehnten noch nicht obsolet sein. International gesehen gilt das etwa für die Kernenergie auch dann, wenn einige Staaten "aussteigen" sollten. Energiewirtschaftlich werden Kosten und Preise als entscheidendes Regulativ der Entwicklung wirksam bleiben. Die internationale Arbeitsteilung wird für die Energieversorgung der meisten Länder auf absehbare Zeit unentbehrlich sein. Energie wird der wichtigste Rohstoff im Welthandel bleiben und seine herausragende Rolle für die Weltwirtschaft behalten.

Wesentliche Elemente des gegenwärtigen Weltenergiesystems werden auf Jahrzehnte hinaus mit Sicherheit Bestand haben. Westeuropa und Japan bleiben auch dann die wichtigsten energieimportierenden Regionen, wenn Schwellenländer künftig stärker in den globalen Energiehandel integriert werden. Der Mittlere Osten und die Sowjetunion bleiben die wichtigsten energieexportierenden Regionen der Welt. Transnationale Unternehmen bleiben die zentralen Akteure der Weltenergiewirtschaft. Vermachtungstendenzen in den Energiemärkten, Kartellversuche der Energieproduzenten

und gegenläufige Bestrebungen der Energieverbraucher werden immer wieder vorkommen. Die Grundzüge der versorgungspolitischen Problematik bestehen damit fort: Energie bleibt als Nord-Süd- und Ost-West-Problem aktuell, die energiewirtschaftliche Verklammerung der westlichen Industriegesellschaften mit geopolitischen Krisen- und Konfliktzonen bleibt akut.

Stellt man in Rechnung, daß in den nächsten Jahrzehnten auch die politische Struktur des Weltstaatensystems in seinen Grundzügen weitgehend invariant (also vor allem durch nationale Territorialstaatlichkeit, machtpolitische Rivalität der Supermächte und Instabilität der Dritten Welt gekennzeichnet) sein wird, so ist festzustellen, daß das politische Konfliktpotential der internationalen Energieversorgung im wesentlichen unverändert bleibt. Wie das Risiko von Versorgungsstörungen und weltwirtschaftlichen "Energieschocks", so bleibt auch die Notwendigkeit internationaler Kooperation und politischer Absicherung der internationalen Arbeitsteilung bestehen. Die Verteilung von Kosten und Nutzen in dieser Arbeitsteilung wird auch in Zukunft kontrovers sein. Eine dauerhafte und stabile Lösung des internationalen Energieproblems ist unter diesen Umständen nicht zu erwarten. Daraus folgt, daß die Energiepolitik auf nationaler und internationaler Ebene auch in Zukunft mit wohlbekannten Risikofaktoren rechnen muß, die weder ignoriert noch ausgeschaltet, weder nachhaltig verändert noch vollkommen beherrscht, aber gleichwohl relativ zuverlässig eingeschätzt und eingeplant werden können.

* Das internationale Energiesystem ist gekennzeichnet durch langfristige Veränderungstendenzen und Diskontinuitäten wesentlicher Elemente.

Eine Vielzahl von Veränderungen ist mit hoher Wahrscheinlichkeit vorauszusehen, wenngleich ihr Umfang und Ablauf ungewiß erscheint. Technologische Innovationen werden vor allem bei der Umwandlung und Nutzung von Energie Bedeutung gewinnen. Der Beitrag einzelner Energieträger kann sich markant verschieben; eine zunehmende Rolle dürften die leitungsbundenen Energiearten spielen. National und international wird dadurch ein wachsender politischer Konsens- und Regulierungsbedarf ausgelöst. Das gilt erst recht für die zunehmenden ökologischen Probleme der Energieerzeugung, -verteilung und -verwendung.

Es ist mit großer Sicherheit davon auszugehen, daß der globale Energiebedarf weiter ansteigt: geringfügig in den Industrieländern, deutlich in den Entwicklungsländern. Die Rolle einzelner Staaten im Weltenergiesystem kann sich auch in Zukunft, wie schon in der Vergangenheit, überraschend schnell und tiefgreifend verändern, sei es auf der Angebots- oder Nachfrageseite. Das internationale Energiesystem bleibt ein Faktor geopolitischer Instabilität, wobei die Energieproblematik gleichzeitig als Determinante und als abhängige Variable der internationalen Politik zu sehen ist. Eine reale Machtverschiebung im internationalen System ist durch den Besitz von Energieressourcen allein kaum zu erwarten. Indessen wird dadurch vor allem in Entwicklungsländern die interne Heterogenität der Gesellschaft und die Differenzierung gegenüber anderen Ländern der Dritten Welt beschleunigt.

Es ist zu erwarten, daß auch in Zukunft die Entwicklung des internationalen Energiesystems sich nicht gleichförmig und planmäßig, sondern erratisch, ungleichmäßig und überraschend vollziehen wird. Periodische Verwerfungen im Preis- und Mengengefüge der Weltenergiewirtschaft erscheinen fast unvermeidlich, ein tragfähiges internationales Arrangement zur Abfederung solcher Belastungen ist nicht in Sicht.

Die Notwendigkeit internationaler Zusammenarbeit im Energiesektor dürfte künftig nicht geringer, sondern eher größer werden. Mit der zunehmenden Komplexität, Zentralisierung und transnationalen Verflechtung der Energieversorgung wächst zugleich auch ihre Störanfälligkeit. Da jedoch das Risiko im internationalen System ganz ungleichmäßig verteilt und die Verteilung kurzfristig veränderlich ist, kann mit einer dauerhaften gemeinsamen Risikovorsorge nur bei Staaten gerechnet werden, die durch beständige Interessen als im Energiesektor miteinander verbunden sind. Daraus folgt, daß die nationale und internationale Energiepolitik auch in Zukunft mit einer Vielzahl von unvorhergesehenen Entwicklungen, Umbrüchen und Turbulenzen im Energiesystem rechnen muß, die in ihrer Tragweite nicht eingeschätzt und nach ihrer Unregelmäßigkeit nicht eingeplant, aber gleichwohl ins Kalkül gezogen, beeinflußt und ordnungspolitisch aufgefangen werden können.

- * Für die Sicherheit der Energieversorgung sind langfristig wichtige Erfordernisse und Möglichkeiten der Energiepolitik in Rechnung zu stellen.

Die langfristigen Probleme der Energieversorgung erfordern langfristige Konzeptionen der politischen Vorsorge. Wenn die Energiepolitik nur auf aktuelle Krisen reagiert, wie es in der Vergangenheit oft der Fall war, wird sie neue Krisen stets mit neuen Mühen und Risiken bewältigen müssen, ja solche Krisen möglicherweise selbst leichtfertig herbeiführen. Eine konsequente Politik der Versorgungssicherheit hingegen, die möglichen Störungen des Energiesystems vorbeugend entgegentritt, wird Versorgungskrisen nicht nur besser bewältigen, sondern oft schon ihre Entstehung rechtzeitig verhindern können.

Nimmt man die langfristige Aufgabe der politischen Krisenvorsorge zum Maßstab, so kann man spezifische Maßnahmen zur Sicherung der Energieversorgung und allgemeine Regeln zur Effektivierung des Energiesystems unterscheiden.

Als spezifische Maßnahmen sind die "klassischen" Instrumente der Versorgungssicherheit zu sehen, die in den siebziger Jahren zur Abwehr der "Ölschocks" konzipiert und inzwischen von allen westlichen Regierungen zumindest formell akzeptiert worden sind. Dazu gehören Förderprogramme zur Energieeinsparung, rationellen Energieverwendung, Bevorratung und energietechnischen Innovation, Vorkehrungen für die technische Substitution einzelner Energiearten, für die Diversifizierung von Energieträgern und Bezugsquellen, schließlich auch flankierende sicherheitspolitische Maßnahmen, diplomatische Solidaritätsbezeugungen, internationale Kooperationsvereinbarungen mit Liefer- und Verbraucherländern.

Allgemeine Regeln zur Effektivierung des Energiesystems basieren auf der Überlegung, daß politische Entscheidungen und Interventionen ein erhöhtes Risiko der Fehlsteuerung und kostspieligen Überreaktion beinhalten, wenn sie unter Zeit- und Problemdruck getroffen werden müssen. Die Sicherheit der Energieversorgung sollte sich deshalb auf Vorkehrungen stützen, die (auf nationaler oder internationaler Ebene) einen möglichst geringen Entscheidungs- und Konsensbedarf erfordern. Dies ist der Fall,

wenn das Energiesystem selbst ein hohes Maß an struktureller Flexibilität und selbstregulierender Anpassungsfähigkeit aufweist. Dazu gehört eine ausreichende Redundanz der energiewirtschaftlichen Infrastruktur, die auch dann noch funktionstüchtig bleiben muß, wenn ein bestimmter Energieversorgungspfad unversehens blockiert wird, sich verengt oder aus irgendwelchen Gründen nicht mehr gangbar erscheint.

Eine effektive Risikovorsorge im Energiebereich muß mit den allgemeinen Orientierungen und Interessen der Außen-, Innen- und Wirtschaftspolitik im Einklang stehen. Außenpolitisch können die Risiken energiewirtschaftlicher Abhängigkeitsbeziehungen am sichersten aufgefangen werden, wenn sie frühzeitig in ein System internationaler Verhaltensregeln einbezogen und in bewährte Mechanismen der zwischenstaatlichen Konfliktlösung eingebunden werden. Außenwirtschaftlich wird die wirksamste Risikovorsorge für das Energiesystem durch seine Einbettung in ein multilaterales, möglichst weltweites internationales Handelssystem gewährleistet. Binnenwirtschaftlich ist das Energiesystem auf ordnungspolitische Vorgaben und Anreize zur Optimierung seiner Anpassungs- und Innovationsleistung angewiesen. Innenpolitisch ist eine unentbehrliche Voraussetzung die gesellschaftliche Legitimation der internationalen Energieversorgung als Bestandteil weltwirtschaftlicher Arbeitsteilung mit allen ihren Vor- und Nachteilen. Dazu gehört auch die Vermittlung des Bewußtseins, daß es eine absolut sichere internationale Energieversorgung nicht geben kann.

Daraus folgt, daß die Energiepolitik einen wirkungsvollen Beitrag zur langfristigen Sicherheit der Energieversorgung schon dann leistet, wenn sie ihr Störungs- und Konfliktpotential beharrlich im Auge behält und konsequent unter Kontrolle zu halten sucht. Ihr Ziel muß es sein, Reibungsflächen des Energiesystems mit der innerstaatlichen und zwischenstaatlichen Politik frühzeitig zu erkennen und rechtzeitig zu entschärfen. Das gelingt mit dem geringstmöglichen Aufwand, wenn verhindert wird, daß die Energieversorgung sich als Thema der "großen Politik" verselbständigt und deren Spielraum ungewollt einschränkt.

* Für die Sicherheit der Energieversorgung sind langfristig unüberwindbare Grenzen der Energiepolitik in Rechnung zu stellen

Keine Energiepolitik kann beanspruchen, sämtliche Risiken der Energieversorgung auch nur annähernd auszuschalten. Die "Versicherungsprämie",

die dafür zu zahlen wäre, ist in jedem Fall höher als der mögliche Nutzen. Tatsächlich ist eine perfekte Politik der Energiesicherheit niemals die höchste Priorität nationaler oder internationaler Politik gewesen. Die Energiepolitik steht stets in teilweisem Konflikt mit anderen, konkurrierenden Zielen der Innen- und Außenpolitik. Innenpolitisch dient die Energiepolitik oft ganz unterschiedlich gelagerten technologie-, industrie-, regional- oder sozialpolitischen Interessen; außenpolitisch ist sie in der Regel nur sekundär gegenüber machtpolitischen, sicherheitspolitischen oder allgemeinen außenwirtschaftlichen Interessen. Eine Energiepolitik, die alle zentralen Interessen eines Staates oder einer Staatengruppe zu bündeln versucht, wäre weder praktikabel noch konsensfähig.

Jede konsequente Energiepolitik stößt alsbald an die Grenzen und Widersprüche ihres eigenen Anspruchs. Eine Energiepolitik etwa, die nur den Kräften des Marktes vertrauen würde, wäre ebenso zum Scheitern verurteilt wie eine Energiepolitik, die sich ständig gegen die Marktkräfte durchzusetzen versuchte. Das gilt erst recht dort, wo nationale in internationale Energiepolitik mündet. Ein tragfähiger zwischenstaatlicher Lastenausgleich im internationalen Energiesystem ist auf absehbare Zeit so wenig zu realisieren wie auf die Dauer eine internationale Energieversorgung zu Lasten und auf Kosten ausländischer Partner.

Eine allgemeine Versorgungssicherheit ist letztlich nicht zu garantieren, weil die Politik selbst, sei es auf der nationalen oder internationalen Ebene, als konfliktträchtiger Störfaktor der Energieversorgung überhaupt nicht auszuschalten ist. Darüber hinaus ist die Energieversorgung als transnationales Verbundsystem nur begrenzt steuerbar. Für ein solches Verbundsystem stehen weder auf der nationalen noch auf der internationalen Ebene ausreichende und zuverlässige Steuerungsinstrumente zur Verfügung. Nur der Weltstaat könnte die Energieversorgung politisch garantieren. Solange es diesen Weltstaat nicht gibt und soweit wir ihn nicht für wünschbar halten, muß die internationale Energieversorgung politisch gefährdet bleiben.

Es wäre auch verfehlt, von der Energiepolitik eine Legitimierung und Stabilisierung der wirtschaftlichen Ordnung oder der politischen Strukturen auf nationaler oder internationaler Ebene zu erwarten. Das Energiesystem ist auf politische Vorleistungen angewiesen, es kann sie nicht selbst erbringen. Diese Einsicht steht im deutlichen Gegensatz zu dem Denken der siebziger Jahre, das in der "Lösung der Energiefrage" einen Schlüssel zur Bewältigung grundlegender wirtschaftlicher und politischer Fragen sehen wollte. In einer kurzsichtigen Perspektive ist mit einer konsequenten Energiepolitik scheinbar ein ganzes Bündel komplexer Gegenwarts- und Zukunftsprobleme zu bewältigen. In längerfristiger Perspektive aber geht das Energieproblem in einem allgemeineren Zusammenhang auf und erweist sich nicht mehr als Ursache, sondern als Symptom einer Vielzahl von wirtschaftlichen, gesellschaftlichen, politischen und kulturellen Wirkungsfaktoren. Gibt es nicht mehr die Energiefrage, muß sich die Politik auf sehr verschiedenen Feldern einer Lösung energetischer Teilprobleme nähern. Langfristige energiepolitische Zukunftsgestaltung kann sich nicht auf Erfolgsrezepte verlassen, die den Charme der Einfachheit haben, sie muß versuchen, in vielfältigen Einzelschritten den Weg in eine offene Zukunft gangbar zu machen.

Daraus folgt nicht, daß die nationale und internationale Politik das Energieproblem in seiner Gesamtheit vernachlässigen oder in inkohärente Teillösungen zerlegen könnte. Vielmehr wird es erforderlich sein, in langfristiger Perspektive den energiepolitischen Zusammenhang zu bewahren, indem alle gesellschaftlichen Entwicklungen und politischen Entscheidungen kontinuierlich auf ihre energiewirtschaftliche und energiepolitische Relevanz, alle energiewirtschaftlichen Entwicklungen und energiepolitischen Entscheidungen kontinuierlich auf ihre allgemeinen politisch-sozialen Auswirkungen überprüft werden. Die Energiepolitik ist dann am erfolgreichsten, wenn es ihr gelingt, "das Energieproblem" dauerhaft auf dem Stand einer wichtigen, doch nicht vordringlichen Aufgabe der Zukunftsbewältigung zu halten.

5) Die Interessenlage: Welche Rahmenbedingungen bestimmen den Handlungsspielraum der Energiepolitik?

Die im vorstehenden Abschnitt erörterten Sachverhalte gelten im wesentlichen für alle in das internationale Energiesystem eingegliederten

Staaten. Für die Staaten Westeuropas gelten darüber hinaus eine Reihe gemeinsamer Interessen, die ihrem energiepolitischen Handlungsspielraum langfristig einen gemeinsamen Rahmen setzen.

Die westeuropäischen Länder stehen versorgungspolitisch vor gleichartigen Problemen. Für die in der Europäischen Gemeinschaft vereinten Staaten sind diese Probleme nur noch gemeinschaftlich lösbar. Kein Staat Westeuropas kann hoffen, seine energiepolitische Zukunft in Isolation zu bewältigen. Selbst ein Überschußland wie Norwegen hat kein Interesse daran, die Kosten und Risiken energiewirtschaftlicher Selbstgenügsamkeit zu tragen.

Westeuropa wird auch in den nächsten vierzig Jahren auf hohe Öl- und wachsende Gasimporte angewiesen sein. Unter den großen Industriestaaten steht lediglich Japan vor einer vergleichbaren Situation. Zugleich konzentriert sich das Exportpotential von Erdöl auf eine vom Mittleren Osten dominierte Kern-OPEC, in der sich Staaten finden, die noch vor dem Jahr 2030 auch im internationalen Gashandel eine gewichtige Rolle spielen werden. Da Westeuropa auf sowjetische Gasbezüge nicht verzichten wird, bleiben der Öl- und der Gassektor in einem doppelten, potentiell miteinander verknüpften Versorgungsrisiko.

Die energiewirtschaftliche Abhängigkeit Westeuropas von Krisenregionen muß dann nicht zu einer Gefahr für Sicherheit und Wohlfahrt werden, wenn rechtzeitig Vorsorgemaßnahmen gegen Versorgungsstörungen getroffen werden. Solche Maßnahmen müssen stets neu an die sich wandelnden Rahmenbedingungen angepaßt werden (z.B. strategische Gasbevorratung, Vorratshaltung von Ölprodukten im Rahmen des IEA-Krisenmechanismus, Aufrechterhaltung einer ausreichenden Raffineriekapazität in der Region).

Die zukünftig wachsende Abhängigkeit Westeuropas von Gas- und Ölprodukteinführen kann neue Probleme aufwerfen. Um ihnen zu begegnen, bietet sich langfristig die Chance, mit neuen Kohletechnologien (Synfuels, Nuklearprozeßwärme) die versorgungspolitische Lage Westeuropas zu entspannen. Als kurzfristig mobilisierbare Energiequelle mit prinzipiell sehr großer Ausbaufähigkeit steht den Europäern - bei wettbewerbsfähigen Energiepreisen - auf absehbare Zeit nur die Kernenergie zur Verfügung.

Das besondere Interesse Westeuropas an offenen Energiemärkten deckt sich mit seinen allgemeinen handels- und wirtschaftspolitischen Ordnungskonzepten, die auf die Wirksamkeit von Marktmechanismen ausgerichtet sind. Ihre Bewahrung ist Voraussetzung für die Sicherung wirtschaftlicher Leistungsfähigkeit und technologischer Kapazität; diese wiederum ist die Basis auch für die energiewirtschaftliche Zukunft Westeuropas. Sie zu erhalten ist auch eine Aufgabe der innenpolitischen Konsensbildung in Europa.

Energierohstoffe bleiben zukünftig zwar wichtige Wirtschaftsgüter, die auch punktuell von politischem Nutzen sein können. Konzepte der Rohstoffmacht als Basis einer neuen ökonomischen und politischen Weltordnung haben jedoch an Glaubwürdigkeit verloren, ebenso wie die Forderungen nach einer gegebenenfalls militärischen Übernahme und Kontrolle der Rohstoffquellen durch die Verbraucherstaaten. Für die Staaten Westeuropas bedeutet dies zwar eine Entlastung vom Alptraum permanenter energiepolitischer Erpreßbarkeit. Doch wird damit der Zugang zu Rohstoffen oder ihr Besitz keineswegs bedeutungslos. Machtpolitisch bleibt insbesondere der Mittlere Osten wegen seiner Energieressourcen eine umstrittene Region. Das Interesse Westeuropas an einem möglichst reibungsarmen Zugang zu auswärtigen Energieressourcen wird eine dauerhafte Aufgabe für die Außenbeziehungen der Europäischen Gemeinschaft und ihrer Mitgliedstaaten bleiben.

Obwohl die Industriestaaten durch Einsparungen in den letzten Jahren zur Freisetzung von Erdöl für Entwicklungsländer beigetragen haben, stagniert die wirtschaftliche Entwicklung in weiten Teilen der Dritten Welt. Energiemangel ist offensichtlich nicht die zentrale Ursache der Misere. Auch in absehbarer Zukunft wird die globale Energienachfrage der Entwicklungsländer wahrscheinlich geringer als erwartet ins Gewicht fallen. Die Befriedigung des westeuropäischen Energiebedarfs wird dadurch erleichtert. Jedoch kann eine Entwicklung, bei der einzelne Schwellenländer und rohstoffexportierende Entwicklungsländer allmählich in die Wohlstandssphäre der Industriegesellschaften integriert werden, während die übrigen Entwicklungsländer "abgekoppelt" und in hoffnungsloser Armut zurückgelassen werden, nicht im Interesse der Europäer sein. Eine zunehmende Verelendung und Instabilität weiter Teile der Dritten Welt würde

für die europäischen Industrieländer verschärfte Probleme der internationalen Sicherheit, der weltwirtschaftlichen Ordnungspolitik und der innenpolitischen Legitimität mit sich bringen. Es liegt im wohlverstandenen Eigeninteresse der Europäer, solchen Entwicklungen rechtzeitig gemeinsam vorzubeugen.

In besonderer Weise ist die Verknüpfung von regionalem Eigeninteresse und weltweiter Verantwortung der Europäer gerade im Energiebereich sichtbar. Westeuropa sieht sich sowohl den kontinentalen als auch in steigendem Maße den globalen Auswirkungen der Nutzung umweltbelastender Energierohstoffe ausgesetzt. Insbesondere die rapide Verschlechterung der Umweltsituation in der Dritten Welt (Entwaldung, Wüstenbildung) muß in der Entwicklungspolitik der EG, die mit vielen dieser Länder eng verbunden ist, verstärkte Aufmerksamkeit finden. Darüber hinaus ist eine rechtzeitige politische Bewältigung des Problems der klimabedrohenden CO₂-Anreicherung der Erdatmosphäre durch fossile Brennstoffe überhaupt nur denkbar, wenn die Staaten in der dichtbesiedelten Industrieregion Westeuropa sich als erste zu gemeinschaftlichen internationalen Vorbeugemaßnahmen entschließen.

Der "Treibhauseffekt" der fossilen Brennstoffe konfrontiert die europäischen Staaten mit einem ordnungspolitischen Dilemma von enormer Tragweite. Es erscheint gegenwärtig noch nicht akut und wird, falls die Befürchtungen der Klimatologen sich als verfrüht erweisen, vielleicht niemals akut werden. Bestätigt sich aber die Prognose, wonach die Klimaschädigung durch energetisches Kohlendioxyd schon in den ersten Jahrzehnten des 21. Jahrhunderts so bedrohliche Ausmaße annimmt, daß die Verbrennung von Kohle, Öl und Gas im gewohnten Umfang nicht mehr verantwortet werden kann, so stellt sich das Dilemma in voller Schärfe. Die europäischen Regierungen müssen sich dann darüber verständigen, welche Mengen welcher Energieträger in welcher Form in welchen Ländern Europas verbraucht werden dürfen oder sollen. Prinzipiell ist das Dilemma nicht unlösbar: Man kann sich eine internationale Quotenregelung vorstellen, die den einzelnen Staaten eine zulässige Höchstmenge beim Verbrauch billiger (fossiler) Energien oder eine Mindestmenge beim Verbrauch unerwünschter oder kostspieliger Energien (Kernkraft, Solarstrom) zuteilt.

Ähnliche Problemlösungen sind aus anderen Bereichen der Umweltschutzpolitik oder der staatlichen Wirtschaftsregulierung bekannt. Sie erfordern freilich, wie etwa das Beispiel des Europäischen Agrarmarkts zeigt, einen hohen Aufwand der politischen Konsensbildung und können die Bereitschaft zur internationalen Zusammenarbeit aufs äußerste strapazieren.

Die Energiepolitiker Westeuropas werden gut daran tun, solche Überlegungen, so unattraktiv sie erscheinen mögen, frühzeitig in ihre Planungen einzubeziehen. Die Europäische Gemeinschaft wird von den transnationalen Problemen der Energieerzeugung und -verwendung früher und empfindlicher betroffen als andere Weltregionen. Sie hat aber auch die Chance, neue zwischenstaatliche Problemlösungen, die sich längerfristig nicht auf Europa beschränken können, als erste zu erproben und weltweit nutzbar zu machen. Ohnehin verlangt die Sicherung der energiepolitischen Zukunft von den Europäern ein wachsendes Maß an internationaler Zusammenarbeit und Kompromißbereitschaft. Westeuropas Energieversorgung ist in besonderem Maße in das internationale Energiesystem eingebunden und deshalb auf die Kooperation mit den wichtigsten Akteuren der internationalen Energiepolitik besonders angewiesen. Auch bei verringertem energiewirtschaftlichem Problemdruck bleibt die Verknüpfung mit außen- und sicherheitspolitischen Konfliktfeldern erhalten. Trotz wachsender wirtschaftlicher Bindungen an die Verbraucherregionen bleibt die Berechenbarkeit der Mittelost-Exporte infolge der politischen Instabilität der Region gering; Westeuropa kann sich der Verantwortung für die Formulierung einer eigenständigen Politik gegenüber den Ländern dieses Raumes nicht entziehen. Die Grenzen der energiewirtschaftlichen Kooperation Westeuropas mit der Sowjetunion sind durch den Ost-West-Konflikt eng gezogen. Zusammenarbeit im Energiesektor kann zwar diesen Konflikt nicht überwinden, sichert aber doch eine dauerhafte wirtschaftliche Interessenverknüpfung der UdSSR mit den westeuropäischen Staaten.

Mit Japan teilt Westeuropa die Interessenlage als extrem importabhängige Industrieregion, aus der sich künftig Anstöße für eine Vereinigung ihrer Nachfragemacht und eine Abstimmung der energiepolitischen Ziele und Strategien ergeben könnten. Die energiewirtschaftlichen Sonderinteressen

Westeuropas und Japans erfordern im Hinblick auf ihre Haltung gegenüber der Mittelost-Region und der UdSSR einen schwierigen politischen Interessenausgleich mit der sicherheitspolitischen Schutzmacht USA. An Energiefragen dürften die innerwestlichen Beziehungen indessen kaum dauerhaften Schaden nehmen.

Solange Kernwaffen in der internationalen Politik eine Rolle spielen, wird auch das Problem der nuklearen Proliferation letztlich ungelöst bleiben. Westeuropa als kerntechnisch führende Weltregion hat ein besonderes Interesse und eine besondere Verantwortung, um die friedliche Nutzung der Kernenergie von dem Odium der Nuklearrüstung zu befreien und ihre soziale Akzeptanz politisch abzusichern. Diese Aufgabe bliebe für die Europäische Gemeinschaft, die ja in ihrem institutionellen Kern auch eine "Europäische Atomgemeinschaft" ist, selbst dann noch bestehen, wenn sich etwa die Bundesrepublik Deutschland aus der Kernenergienutzung zurückzöge. Ihr Einfluß auf die Gestaltung der internationalen Nuklearpolitik würde dadurch allerdings empfindlich beeinträchtigt.

6) Die Konsequenz: Was ist zu tun?

Unsere Betrachtung, die von den Problemen der deutschen Energiepolitik ausging, um diese in einen langfristigen Zeithorizont sowie in einen globalen Wirkungszusammenhang einzuordnen, kehrt abschließend zurück zu den energiepolitischen Interessen der Bundesrepublik Deutschland. Was kann, was muß die Energiepolitik des westdeutschen Staates unternehmen, um die Energieversorgung der Bundesrepublik in den kommenden Jahrzehnten möglichst effektiv zu gewährleisten? Welche Konsequenzen lassen sich aus unseren weit ausholenden Überlegungen ziehen?

Zunächst sollte klar geworden sein, was eine zukunftsorientierte und verantwortungsbewußte deutsche Energiepolitik nicht tun darf. Sie darf nicht von der falschen Prämisse ausgehen, daß die Zukunft zuverlässig voraussehbar und zielsicher gestaltbar sei. Sie darf nicht vorgeben, Leistungen zu erbringen, die nicht erbracht werden können, und Erwartungen wecken, die nicht erfüllt werden können. Es darf nicht eine Sicherheit der Energieversorgung verheißen werden, die nicht zu realisieren ist. Es darf nicht verdrängt werden, daß jeder mögliche Energiepfad mit Ungewißheiten und Risiken verbunden ist, die gegeneinander abzuwägen und

im besten Fall zu minimieren, aber nicht auszuräumen sind. Und schließlich: Es darf nicht eine deutsche Energiepolitik geben, die den Weg in die Zukunft in nationaler Isolation und Selbstgenügsamkeit gehen will, ohne die internationalen Bindungen, Abhängigkeiten und Verantwortlichkeiten der Bundesrepublik angemessen zu berücksichtigen.

Positiv gewendet heißt das, daß die Energiepolitik der Bundesrepublik Deutschland ihre unvermeidbaren Unsicherheiten, Begrenzungen und internationalen Verflechtungen nicht nur nicht leugnen darf, sondern sie vielmehr als Grundlage und Voraussetzung der Zukunftsbewältigung annehmen und nutzen sollte. Wenn Unwägbarkeiten und Überraschungen in der zukünftigen Entwicklung nicht ausgeschlossen werden können, muß das Energiesystem auch dann funktionsfähig und anpassungsfähig bleiben, falls der angestrebte Entwicklungspfad sich als nicht realisierbar erweist. Zudem sollten unterwegs erforderliche Kurskorrekturen nicht allein und nicht in erster Linie der staatlichen Energiepolitik aufgebürdet, sondern nach Möglichkeit von dem sich selbst regulierenden Energiesystem geleistet werden. Dazu muß das nationale Energiesystem (in der Praxis: die Energiewirtschaft, verstanden als Gesamtheit der Energieproduzenten und -verbraucher) mit genügender Autonomie und Flexibilität ausgestattet sein, um nach Bedarf rasch und elastisch reagieren zu können.

Aufgabe der staatlichen Energiepolitik ist es demnach nicht eigentlich, die Zukunft der Energieversorgung zu gestalten, sondern eine leistungs- und anpassungsfähige energiewirtschaftliche Infrastruktur zu schaffen, die nach Möglichkeit die Zukunftsbewältigung eigenverantwortlich und auf eigenes Risiko übernimmt. Die Energiepolitik sollte die energiewirtschaftlichen Optionen möglichst nicht begrenzen oder zugunsten bestimmter Entwicklungspfade blockieren, sondern sie offenhalten und ausweiten. Zum Beispiel sollte die Energiepolitik einzelne Energieträger und Energietechniken (sei es die Kernenergie, sei es die Kohle oder ein anderer fossiler Energieträger, sei es die Sonnenenergie oder eine andere Energiequelle) nicht einseitig zu Lasten der übrigen favorisieren, sondern die technischen und wirtschaftlichen Entwicklungschancen aller Energiearten optimieren und ihren Wettbewerb stimulieren. Sie sollte nicht

offene Wege verbauen und aus opportunistischen Erwägungen ("dreckige Kohle", "weg vom Öl", "Kernkraft - nein danke") den "Ausstieg" aus einer möglicherweise unentbehrlichen Alternative betreiben, sondern im Gegenteil den "Einstieg" in alle vernünftigen energiewirtschaftlichen Optionen erleichtern. Die staatliche Forschungs- und Technologiepolitik kann durch aktive Förderung, die staatliche Ordnungspolitik kann durch ausgewogene Regulierung die Vielseitigkeit, Anpassungs- und Leistungsfähigkeit des Energiesystems maßgeblich erhöhen.

Die Energiepolitik kann und soll das Energiesystem nicht einfach sich selbst überlassen. So wertvoll und unentbehrlich die marktwirtschaftliche Selbststeuerung der Energiewirtschaft für die Bewältigung ihrer Zukunftsaufgaben ist, so sinnvoll und unentbehrlich ist die staatliche Intervention für die Setzung und Durchsetzung politischer Prioritäten im Energiesystem. Die Umweltverträglichkeit des Energiesystems etwa ist eine politische Priorität, die - zu Recht - an Bedeutung gewonnen hat und in Zukunft mit Gewißheit weitere Bedeutung für staatliche Interventionen gewinnen wird. An der Umweltdiskussion, besonders im Zusammenhang mit der Kernenergie, zeigt sich in der Bundesrepublik freilich auch exemplarisch, daß politische Prioritätensetzungen das Risiko in sich tragen, die erwünschte Flexibilität des Energiesystems zu beeinträchtigen, statt sie zu fördern, wenn über offenkundigen einheimischen Belangen die weniger offenkundigen internationalen Zusammenhänge vergessen werden. So wird Umweltverträglichkeit häufig mit "Sozialverträglichkeit" gleichgesetzt und diese einfach als innenpolitische Akzeptanz definiert, obwohl doch die Funktionsfähigkeit der westdeutschen Gesellschaft nicht allein von ihrem eigenen Befinden abhängt, sondern wenigstens in gleichem Maße von ihren Beziehungen zur internationalen Umgebung.

Für die Bundesrepublik Deutschland ist die Einbindung in das internationale Energiesystem eine elementare und langfristig unabänderliche Lebensbedingung. Sie wird oft als Einschränkung der Bewegungsfreiheit deutscher Politik verstanden, ist aber gleichzeitig eine ihrer Voraussetzungen. Eine wirksame Resistenz und Vorsorge gegenüber massiven Störungen ihrer internationalen Energieversorgung zum Beispiel kann die Bundesrepublik nicht aus eigener Kraft, sondern nur im Rahmen der Europäischen Gemeinschaft und im gemeinsamen Krisenverbund der IEA

leisten. Die Aufrechterhaltung und Stärkung dieser Krisenmechanismen - auch über Perioden des Energieüberflusses hinweg - ist ein dauerhaftes und essentielles Interesse der deutschen Energiepolitik. Eine wichtige Aufgabe der Energiepolitik muß es sein, das Bewußtsein und Verständnis für die Notwendigkeit internationaler Vorsorgemaßnahmen wachzuhalten - gegenüber den Partnerländern wie im eigenen Land.

Wie bei der Krisenvorsorge, so hat die Bundesrepublik auch in anderen energiepolitisch relevanten Bereichen die Möglichkeit, ihre Einbindung in internationale Entscheidungswege zugleich als politischen Einflußweg zu nutzen, um den Interessen der deutschen Energiepolitik gegenüber anderen Staaten und gemeinsam mit ihnen Geltung zu verschaffen. Das gilt etwa für den marktwirtschaftlichen Grundkonsens in der energiepolitischen Kooperation der europäischen und übrigen westlichen Staaten, für die Erschließung neuer Versorgungsoptionen in Übersee, für gemeinsame Forschungs- und Entwicklungsprojekte in der Energietechnik. Es gilt in besonderem Maße für den grenzüberschreitenden Umweltschutz, der ja nur bei abgestimmtem Verhalten aller betroffenen Staaten praktikabel ist. Die Bundesrepublik hat dank ihrer umweltpolitisch sensibilisierten Öffentlichkeit, ihrer hochentwickelten Umwelttechnik, ihrer innovationsfreudigen Wirtschaft und ihrer umweltgeographisch exponierten Lage in diesem Bereich eine internationale Führungschance, aber auch eine besondere Verantwortung wahrzunehmen.

Wahrhaft welthistorische Bedeutung kommt in diesem Zusammenhang der Rolle zu, welche die Bundesrepublik im Verein mit anderen Industriestaaten spielen kann, um der energiewirtschaftlich bedingten Umweltzerstörung in vielen Ländern der Dritten Welt entgegenzuwirken. Die Probleme der Waldvernichtung und Wüstenbildung auf der Südhälfte des Globus verschärfen in zunehmendem Maße den verhängnisvollen "Treibhauseffekt" der CO₂-Anreicherung durch fossile Brennstoffe. Sie kennzeichnen damit den langfristig vielleicht bedrohlichsten Aspekt des internationalen Energiesystems. Ihre globalen Auswirkungen auf Klima und Atmosphäre berühren in einem absehbaren Zeitraum auch die Lebensinteressen der Menschen in Deutschland. Die Bewältigung dieser Probleme kann ohne eine umfassende Initiative der Industrieländer, ohne eine Neuorientierung der Entwicklungshilfe, ohne einen massiven Technologietransfer in die Länder des

Südens, letztlich vielleicht auch ohne einen radikalen Umbau des Weltenergiesystems kaum gelingen. An dem Beitrag, den die Bundesrepublik dazu leistet, wird sich erweisen, ob die deutsche Energiepolitik sich über ihre provinziellen Interessen hinaus der globalen Verantwortung gewachsen zeigt. Eine Voraussetzung ist freilich, daß die Bundesrepublik sich die technische, wirtschaftliche und politische Fähigkeit erhält, auf die internationale Entwicklung maßgeblichen Einfluß zu nehmen.

Das Problem des CO₂-Ausstoßes bei der Verwendung fossiler Energieträger ist zu vielschichtig und in seinen Auswirkungen noch zu unübersichtlich, um bereits heute eine eindeutige Orientierung der deutschen Energiepolitik zu begründen. Es kann aber dazu dienen, die langfristige Bedeutung energiewirtschaftlicher Weichenstellungen anschaulich zu illustrieren. Unterstellt man, daß nach der Jahrtausendwende die Verbrennung fossiler Energieträger aus klimatologischen Gründen nur noch in reduziertem Umfang verantwortet werden kann - eine Möglichkeit, die nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand nicht gesichert, aber auch nicht auszuschließen ist -, so bleibt für ein Land wie die Bundesrepublik Deutschland ebenso wie für ihre Nachbarn nur der Ausweg, zur Deckung ihres Energiebedarfs hauptsächlich auf Kernenergie als heimische Energiequelle oder auf den Import von Solarelektrizität und/oder Wasserstoff aus äquatornahen Regionen (Mittelmeer-Länder, Nordafrika oder arabische Halbinsel) zurückzugreifen. Welche der beiden Alternativen (oder eine Kombination daraus) weniger riskant und politisch umstritten wäre als die andere, sei einmal ebenso beiseite gelassen wie die Frage nach den ökonomischen Kosten einer solchen enormen Umstellung. Die hypothetische Überlegung zeigt indessen, daß ein "Ausstieg" der Bundesrepublik Deutschland aus unbequemen Alternativen der Energiepolitik in längerfristiger Perspektive nicht praktikabel und im nationalen Alleingang gänzlich illusionär wäre. Sie zeigt überdies, daß die wirklich schwierigen Probleme der Energieversorgung auch in Zukunft nicht eigentlich technischer Natur sind, sondern in erster Linie aus politischen Verantwortlichkeiten und internationalen Abhängigkeiten resultieren. Die Bundesrepublik kann jedoch durch Erhaltung ihrer energietechnischen Basis und durch Ausbau ihrer technologischen Innovationskraft wesentlich dazu beitragen, sich und den übrigen Mitgliedern der internationalen Gemeinschaft erweiterte Möglichkeiten zur Nutzung verschiedener Optionen der Energieversorgung in der Zukunft zu öffnen.

Unsere Überlegung führt zurück zu der Erkenntnis, daß die deutsche Energiepolitik alles vermeiden muß, was ihren Handlungsspielraum in den kommenden Jahrzehnten beeinträchtigen könnte, und alles tun muß, um ihre flexible Anpassungsfähigkeit gegenüber zukünftigen Herausforderungen zu erhalten und zu verbessern. Dies ist eine Aufgabe, die über die kurzfristig wechselnden Stimmungslagen und oft parteipolitisch gefärbten Interessen der aktuellen Energiediskussion weit hinausweist. Es ist auch eine Aufgabe, die nicht einfach den Marktkräften überlassen werden kann, sondern in staatlicher Verantwortung wahrgenommen werden muß. Sie erfordert einen langen Atem, einen stabilen Konsens und eine kontinuierliche Lernbereitschaft im Vollzug der politischen Daseinsvorsorge. An ihr muß sich die Leistungskraft des westdeutschen Staates und seiner demokratischen Institutionen bewähren.

MA W. Fischer

Forschungsgruppe Wirtschaft - Energie - Investitionen
Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Prof. Dr. E. Häckel

Forschungsinstitut der Deutschen Gesellschaft für Auswärtige Politik

Zwischen Konflikt und Kooperation:
Langfristige Probleme des westeuropäischen Energieimports
aus der UdSSR und dem Mittleren Osten

W. Fischer, E. Häckel

Zwischen Konflikt und Kooperation:

Langfristige Probleme des westeuropäischen Energieimports
aus der UdSSR und dem Mittleren Osten

Die langfristigen Probleme des westeuropäischen Energieimports aus der UdSSR und Mittleren Osten sind Folge des besonderen Status der drei konstituierenden Akteure und der Art ihrer Verknüpfung (s. Abb. 1):

1. Westeuropa, d.h. die Europäische Gemeinschaft (EG) und die Staaten der europäischen Freihandelsassoziation (EFTA), ist der größte Importeur von Öl und Gas, die UdSSR und Mittelost (definiert als alle Staaten, die an den Golf angrenzen, also auch Iran und Irak) sind wesentliche Lieferanten. In diesem Dreieck fallen die unmittelbaren energiewirtschaftlichen Beziehungen zwischen der UdSSR und Mittelost entgegen den Erwartungen der frühen siebziger Jahre nicht ins Gewicht.
2. Das Bild des Energieflusses wird sich auch nach dem Jahre 2000 nicht grundsätzlich ändern. Westeuropa dürfte sogar auf deutlich gestiegene Importe angewiesen sein.
3. Nicht nur energiewirtschaftliche Komplementarität, sondern auch Marktkonkurrenz und asymmetrische, latent konfliktträchtige Beziehungen und Interessen kennzeichnen die Beziehungen im Dreieck. Dazu zählen - und diese Frage steht hier im Zentrum - die Befürchtungen der Importnationen vor Unterbrechungen der Lieferungen aus einer oder gar beiden Regionen. Letzteres wäre nach unserer Definition eine "Doppelkrise".

4. Die Akteure weisen unterschiedliche Strukturmerkmale auf: Die UdSSR ist als kompakter Nationalstaat mit Weltmachtstatus der einzige kohärente Akteur. Westeuropa hat erst in Ansätzen und selektiv vereinheitlichte Interessen und Ziele. Die Golfregion stellt sich als ein disparates, instabiles und konflikthanfälliges Staatensystem dar, in dem Versuche subregionaler Integration (Golf-Rat) erst wenige Jahre alt sind.
5. Aus der politischen Struktur folgt, daß die energiewirtschaftlichen Beziehungen in dem Dreieck nicht die wichtigsten sind, sondern von macht- und sicherheitspolitischen Interessen überlagert werden. Sie finden Ausdruck in den internen Auseinandersetzungen der Golfregion und insbesondere dem Ost-West-Konflikt.

Diese Überlagerung durch die Sicherheitspolitik reproduziert also nicht das Energiedreieck, sondern spannt es in den vorherrschenden bipolaren Gegensatz ein. Hier kommt dann auch den USA - auf deren Rolle wir hier nicht eingehen können - eine zentrale Position zu.

Die latenten Probleme der Öl- und Gasversorgung sind also zu einem erheblichen Teil Ausdruck der fehlenden Identität von politischem Ordnungssystem und Energiebeziehungen.

Die UdSSR exportiert gegenwärtig etwa 350 Mio t SKE pro Jahr. Über die Hälfte geht in RGW-Staaten, gut 40 % in den OECD-Raum und dort vorwiegend in die EG: mehr als 2/3 des Öl- und 90 % des Gasexportes. Diese Lieferungen wurden nach der ersten Ölkrise als Beitrag zur Begrenzung der OPEC-Bezüge des Westens begrüßt, ermöglichten die partielle Integration der UdSSR in den Weltmarkt. Die westeuropäischen Energieimporte konstituieren aber - wie die sowjetische Exportstruktur zeigt -

keine einseitige Abhängigkeit: 80 % der sowjetischen Devisen werden durch Energielieferungen erwirtschaftet. Ihre Exportmonokultur gleicht der von Entwicklungsländern.

Wie andere Energieexporteure auch, ist die UdSSR den raschen Marktveränderungen unterworfen und muß die "Kehrseite" der Weltmarktintegration kennenlernen:

1. Die UdSSR war vielleicht der größte Nutznießer der Energiepreiserhöhungen, die von der OPEC mit herbeigeführt wurden. Während die Energieexporte (in SKE) zwischen 1970 und 1983 nur um 250 % stiegen, wuchsen die Deviseneinnahmen real um 1300 % (s. Abb. 2). Sie ermöglichten die Ausweitung von Technologieimporten nicht zuletzt aus Westeuropa, die - mit nur mäßigem Erfolg - der uneffektiven Produktionsweise des Sowjetsystems neue Impulse geben sollten. Schließlich verbesserten sich die sowjetischen "terms of trade" innerhalb des "Rates für gegenseitige Wirtschaftshilfe" (RGW).
2. Seit 1985 ist auch die UdSSR dem drastischen Ölpreisverfall ausgesetzt: Die Einnahmeverluste betragen in diesem Jahr mindestens 7 Mrd Dollar, der Gaspreis sinkt (zeitverzögert) ebenfalls. Die Aussichten für steigende Ölexporte sind als Folge der Marktsituation und der sowjetischen Förderprobleme eher ungünstig, bedeutende neue Gasgeschäfte sind vor dem Jahr 2000 kaum zu erwarten. Insgesamt muß in den nächsten Jahren mit einer Stagnation des Volumens des Ost-West-Handels gerechnet werden.
3. Fragt man nach den über das Jahr 2000 hinausreichenden Perspektiven des Ost-West Handels, so ist an erster Stelle festzuhalten, daß sich eine grundlegende Reform des sowjetischen Planungssystems bisher nicht abzeichnet. Die Produktion nichtenergetischer weltmarktgängiger Güter im großen Maßstab

steht weiterhin aus. Der Export von Energie allgemein und im wachsenden Maß von Erdgas muß auch in den nächsten Dekaden ein zentrales sowjetisches Interesse sein, dem Westeuropa im Grundsatz aufgeschlossen gegenübersteht.

Obwohl das im Frühjahr 86 abgeschlossene Erdgasgeschäft mit Norwegen Besorgnisse über eine gefährliche Abhängigkeit Westeuropas von sowjetischem Erdgas gemildert hat, werden wir auch weiterhin mit den Einwänden, insbesondere aus den USA, zu rechnen haben, die wir vom "Erdgas-Röhren-Geschäft" Anfang der achtziger Jahre kennen:

1. Die UdSSR werde von Investitionen im Energiesektor entlastet, die freigesetzten Investitionsmittel trügen zur Stärkung ihrer Militärmacht bei.
2. Westeuropa begeben sich in eine Position der Verwundbarkeit, die gerade bei leitungsgebundenen Energieträgern wie Erdgas kritisch werden könnte.

Wie sehen nun in einer Langzeitperspektiven die grundsätzlichen Risiken bei sowjetischen Energiebezügen aus?

Da innere Unruhen in der UdSSR, die Förderung und Export verhindern, praktisch auszuschließen sind (wir bezeichnen solche Ereignisse als "diffuse" Versorgungsstörungen, da sie nicht mit der politischen Intention einer Beeinflussung der Verbraucherstaaten verbunden sind), werden die Gefahren für Westeuropa in politischen Erpressungsversuchen, in unserer Terminologie "gezielten Störungen", gesehen. Damit wird nicht zu Unrecht der Ost-West-Konflikt als das auch künftig strukturierende Element der Beziehungen unterstellt.

Obwohl sich die UdSSR als zuverlässiger, bedächtig handelnder und an langfristiger Kontinuität interessierter Versorger erwiesen hat und es keine konkreten Anhaltspunkte dafür gibt, daß sie gegenüber Westeuropa nach "energetischen Erpressungsoptionen" strebt, zwingt der andauernde Ost-West-Konflikt zu Vorsorgemaßnahmen.

Die Besonderheit der Energiebeziehungen und des Technologietransfers liegen gerade darin, daß sie "unterhalb" der militärisch-strategischen Interaktion ablaufen, in deren Rahmen die UdSSR über ein latentes militärisches Übergewicht gegenüber Westeuropa verfügt. Es lassen sich zwei Einsichten gewinnen:

1. Ökonomische Interdependenzen schaffen zwar gemeinsame Interessen, können aber die politischen Gegensätze nicht überwinden. Gezielte Versorgungsstörungen bleiben möglich. Schließlich zwingt die asymmetrische Struktur der Wirtschaftsbeziehungen Westeuropa zur Vermeidung von Verwundbarkeiten: Im Gegensatz zur Unterbrechung von Technologieexporten zeigt der Ausfall von großen Energielieferungen rasch Wirkung, lägen die Anpassungslasten für einige Zeit einseitig auf Seiten der Westeuropäer. Schon das Wissen um diese Zusammenhänge könnte deren normalen politischen Spielraum beschneiden.
2. Der wesentliche Grund für die Kalkulierbarkeit der UdSSR und die Unwahrscheinlichkeit gezielter Versorgungsstörungen liegt gerade in ihrem Supermachtstatus. Ein "Erpressungsversuch" wäre auf die Veränderung der Machtrelation der beiden Bündnisse bezogen und brächte enorme politische und militärische Eskalationsrisiken, die zu vermeiden bisher Kern der Politik beider Supermächte war.

Das hohe Maß an Sicherheit dieser Energiebeziehungen ist also wesentlich durch die hohen Risiken, die bei einer Störung entstehen, bestimmt. Im "Normalbetrieb" sind die Lieferungen zweifellos

vorteilhaft, die Ängste kreisen aber immer wieder um die schwerwiegenden Folgen einer Störung. Die Ähnlichkeit zur Kernenergie-debatte, aber auch der militärstrategischen Diskussion, ist offensichtlich.

Sicherlich ist die Möglichkeit eines Embargos, vielleicht von der Erwartung getragen, der Westen werde unter innerem Druck seinerseits nicht so viel riskieren und lieber Zugeständnisse machen, nicht gänzlich auszuschließen. Dies erfordert, ganz wie es Politik der "Internationalen Energieagentur" (IEA) ist, die Vermeidung von Verwundbarkeiten durch Diversifizierung der Bezüge und die Bereithaltung von Kriseninstrumenten.

Der Grad der Sicherheit der Versorgungsstruktur Westeuropas wird wesentlich von der Wahrscheinlichkeit einer "Doppelkrise" bestimmt. Die UdSSR und Mittelost stellen keine voneinander völlig unabhängigen Versorgungsrisiken dar, eine krisenhafte Verknüpfung als Folge einer aktiven Einwirkung der UdSSR auf die Golfregion oder einer Eskalation von der regionalen auf die Ost-West-Ebene sind denkbar. Sehr wahrscheinlich sind solche Entwicklungen aber nicht. Das "konservative Risikokalkül" der UdSSR zwingt zur Vermeidung der "Doppelkrise", es sei denn, dies wäre ein Schritt auf der Eskalationsleiter hin zu einem großen, wohl militärischen, Ost-West-Konflikt. Dann ist aber nicht mehr die Energieabhängigkeit, sondern die sowjetische Konfliktbereitschaft das große Problem für Westeuropa.

Wie stellen sich die Interessen der an den Golf angrenzenden Staaten dar, wie sind ihre Perspektiven? Diese öl- und z.T. gasreichen Staaten, allesamt noch immer (wenn auch untypische) Entwicklungsländer, haben nicht nur einen im internationalen Vergleich niedrigen Machtstatus, sondern leiten ihn auch sehr einseitig von ihrer energiewirtschaftlichen Position ab. Wirtschaftliche und politische Strategie sind verbunden, Öl wird auch zur Förderung politischer Ziele eingesetzt. Die spektakulärste

Maßnahme, der Boykott von 1973/74 hat jedoch Grenzen gezeigt: Die Lösungsmöglichkeiten des Nahostkonflikts haben sich nicht deutlich zugunsten arabischer Interessen verändert. Trotzdem waren die siebziger und früheren achtziger Jahre für die Golfstaaten insgesamt "gute Jahre". Die Geldschwemme (maximal 185 Mrd Dollar pro Jahr) stärkte ihre Position auf allen Bühnen der Weltpolitik und machte sie zu einem interessanten Absatzmarkt. Negative Folgen dürfen aber nicht übersehen werden: Die Abhängigkeit von Ölexporten stieg fast durchweg an und erreicht heute ein extremes Niveau (s. Abb. 3). Mit dem Reichtum geht eine Auflösung traditioneller ökonomischer und sozialer Strukturen sowie die Herausbildung einer neuen "innerarabischen Schichtung" zwischen den Ölstaaten und den "Habenichtsen" einher. Der Ölpreisverfall, den die meisten Golfstaaten bisher noch vergleichsweise gut überstanden haben, droht nun auch noch ihre zweifellos vorhandenen sozialen und wirtschaftlichen Errungenschaften zunichte zu machen und die innere Stabilität zu untergraben.

Von erheblicher, auch langfristiger Relevanz ist die machtpolitische Heterogenität der Region (s. Abb. 4). Die reichsten Staaten sind die militärisch schwächsten und umgekehrt. Für die im "Golf-Kooperationsrat" zusammengeschlossenen Monarchien und Scheichtümer bedeutet dies einmal einen Zwang zu militärischer Zusammenarbeit. Darüber hinaus aber auch - unabhängig von der Parteinahme im Golfkrieg - auf sehr lange Sicht das Bemühen um ein Arrangement mit den beiden latent expansiven Vormächten Iran und Irak, das vielleicht auch erdölpolitische Zugeständnisse einschließt. Obwohl sich entgegen den Erwartungen nach der iranischen Revolution die Sicherheitslage der Staaten des Golfrates durch enge Zusammenarbeit im Bereich der inneren Sicherheit und des "Patts" im Golfkrieg nicht drastisch verschlechtert hat, bleiben die längerfristigen Perspektiven der gesamten Region angesichts der wenig stabilen Machtstrukturen, der unkontrollierbaren sozialen und politischen Dynamik sowie des neu erwachten islamischen Fundamentalismus wenig verheißungsvoll.

Sehr viel konkreter können angesichts der Vielzahl der möglichen Szenarien des Wandels die Aussagen nicht werden, muß auch Skepsis gegenüber Prognosen zur Stabilitätsentwicklung dieser Staaten angebracht sein: Schon seit Jahren wird ein Sturz des Saudi-Königshauses erwartet, ohne daß die Wirklichkeit dem zu folgen bereit wäre. Politische Zukunftsanalyse kann nicht prognostizieren, sondern muß versuchen, auf der Basis von beständigen Interessenmustern mit Plausibilitäten zu argumentieren, um so Hinweise auf mögliche Entwicklungen zu finden.

Mit Blick auf die Versorgungssicherheit darf aus diesen Überlegungen der sicher nicht überraschende Schluß gezogen werden, daß künftig immer wieder "diffuse" Versorgungsstörungen möglich sind. Jedoch gilt auch, daß angesichts einer auch künftig nicht qualitativ gelockerten Abhängigkeit von Energie-Exporten jedes neue, auch islamisch-fundamentalistische Regime an einer möglichst raschen Bewältigung der Exportprobleme interessiert ist. Dies umso eher, je enger die wirtschaftlichen Bindungen zu den Absatzmärkten (etwa durch Investitionen im Raffinerie- und Petrochemiesektor) sind. Hier greifen - zumal eine den westeuropäisch-sowjetischen Beziehungen vergleichbare Konfliktintensität fehlt - stabilisierende Folgen ökonomischer Interdependenzen sowie die Abhängigkeit vom Weltmarkt, dessen Rahmenbedingungen bestenfalls kurzfristig von Entscheidungen der Produzenten geprägt werden können. "Diffuse Störungen" können aber auch Folge zwischenstaatlicher Konflikte sein. Hier ist der Optimismus einer raschen Bewältigung weniger gerechtfertigt, da die Akteure anderen Interessenkalkulationen unterworfen sind. Die für Verbraucherstaaten tatsächlich anfallenden Belastungen werden jedoch von den Rahmenbedingungen des Weltenergiemarktes bestimmt, die heute entgegen allen früheren Erwartungen einen Ölpreisverfall während eines Krieges in der noch immer wichtigsten Ölexportregion sichergestellt haben.

Folgende Entwicklungen tragen zur Verringerung des Risikos "gezielter" Versorgungsstörungen bei:

1. Interessendivergenzen zwischen den Mittelost-Staaten lassen eine Instrumentierung des Ölexports für gemeinsame politische Zwecke schwieriger werden. Dazu trägt der Verlust an "panarabischer Perspektive" und die auch in der OPEC-Politik deutlich gewordene Dominanz territorialstaatlicher Interessenabwägung bei.
2. Der Wunsch der Golfstaaten, auch sehr langfristig ihre riesigen Ölvorräte von mindestens 100 Mrd t SKE exportieren zu können, stärkt das Interesse an einem reibungsarmen Ölmarkt.

Eine Dominanz ökonomischer Interessen und Zwänge sollte nicht so verstanden werden, als würden die Golfstaaten jeder Nachfragesteigerung durch eine Ausweitung ihrer Förderkapazitäten Rechnung tragen. Dagegen spricht u.a., daß ihr Einnahmebedarf durch veränderte politische Prioritäten beeinflussbar ist. Beispielsweise wird die Beibehaltung oder Veränderung des 18 %-Anteils des Verteidigungs-etats am Nationalprodukt Saudi-Arabiens auf den Devisenbedarf und damit die Förderbereitschaft nicht ohne Auswirkungen bleiben.

Wir versuchen, einige zusammenfassende Perspektiven herzuleiten:

1. Es sollte völlige Klarheit darüber bestehen, daß es für Westeuropa jetzt und in Zukunft keine "absolut sichere" Energieversorgung geben kann.
2. Die Ost-West-Energielieferungen sind auch bei steigender Importabhängigkeit, verglichen mit anderen Alternativen, sicher. Vernachlässigen wir nicht das Sicherheitsnetz, läßt sich diese Abhängigkeit verantworten - aber nicht deshalb, weil sie beruhigend ist, sondern weil es keine beruhigende Alternative gibt.

3. Es besteht die Hoffnung, daß es auch in Zukunft zu keiner wirklich gefährlichen Konfrontation zwischen den Supermächten in Mittelost kommen wird. Unklar ist, wie weit die eigenständiger werdende Konfliktdynamik dieser Region beiden Supermächten Lenkungspotentiale entzieht und uns auf diese Weise einer "Doppelkrise" näherbringt.
4. Eine Gefährdung der wirtschaftlichen Interessen Westeuropas ergäbe sich auch aus einer zwischen der UdSSR und Mittelost abgestimmten Ausnutzung einer günstigen Marktsituation zum Nachteil der Verbraucher. Sie bleibt jedoch aus ökonomischen und politischen Gründen eher unwahrscheinlich. Zudem ist die "doppelte Abhängigkeit" im Sinne der Risikostreuung für Westeuropa vorteilhafter als die Bindung an nur einen Lieferanten.
5. Energie und Politik sind in den Außenbeziehungen der Mitteloststaaten nie vollständig zu trennen. Die Erfahrung hat aber gezeigt, daß auch Mineralöl keine "universelle Währung" ist, die an den verschiedenen "Spieltischen der Macht" zum Einsatz kommen kann. Die "Ölwaffe" dürfte auch in Zukunft nur bescheidenes politisches Gehör sichern.
6. "Diffuse Krisen", deren Dauer normalerweise eher Monate denn Jahre sein dürften, sind auch künftig der "typische Störfall" der Energieversorgung. Auf sie muß sich das Hauptaugenmerk der Krisenvorsorge richten.
7. Eine weitere Nutzung der Energie-Ressourcen der Golfregion liegt trotz aller Störungspotentiale im Interesse Westeuropas. Wird aber nach der Jahrhundertwende die Ölförderung Westeuropas deutlich abgefallen sein und die Möglichkeiten regionaler Diversifizierung durch die Konzentration des Exportpotentials auf eine mittelöstliche "Kern-OPEC" deutlich gemindert, sprechen auch versorgungspolitische Gründe für

die Herstellung von flüssigen synthetischen Energieträgern und den Einsatz tertiärer Ölförderung, um auf diese Weise einen höheren Sockel der Eigenförderung Westeuropas zu sichern.

. Die internationale Energieversorgung Westeuropas bleibt riskant, aber die Risiken können gemindert werden. Es gibt Chancen, die eigene Handlungsfähigkeit und Krisenresistenz zu erhöhen. Diese Aufgabe kann aber nur eine technologisch kompetente, politisch und sicherheitspolitisch integrierte Gemeinschaft bewältigen, die ihre Nachfragemacht auf Energiemärkten zur Geltung bringt, ihre Interessen kennt und aktiv antritt. Vielleicht ist die Unfähigkeit zur Bildung dieser Gemeinschaft das wirkliche Problem Westeuropas in den nächsten Jahrzehnten.

Abb 1
Der Endöl- und Erdgassektor im Dreieck
Unterungo - Ud SSR - Mittlerer Osten
1985 (Mio t Stb)

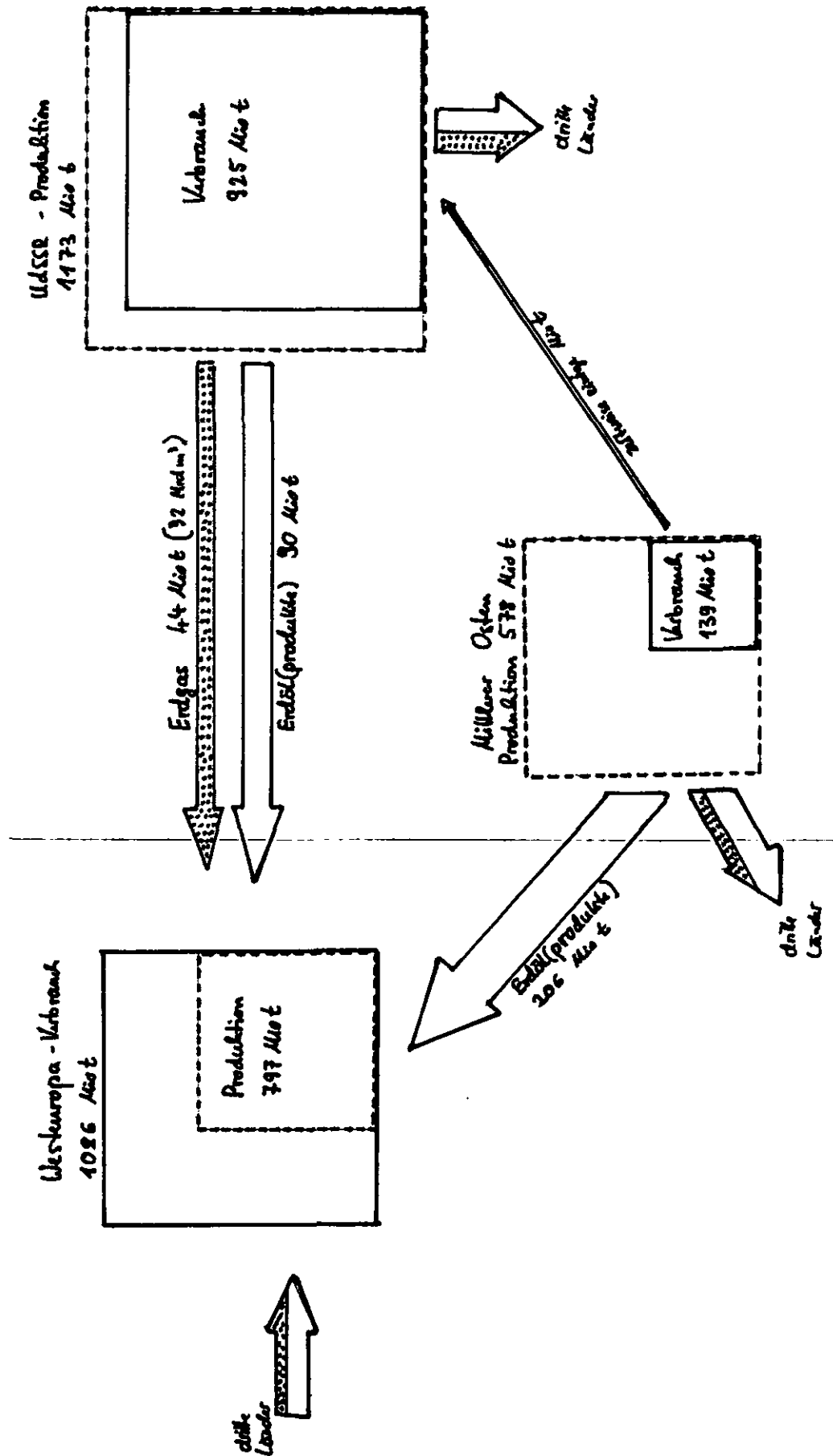
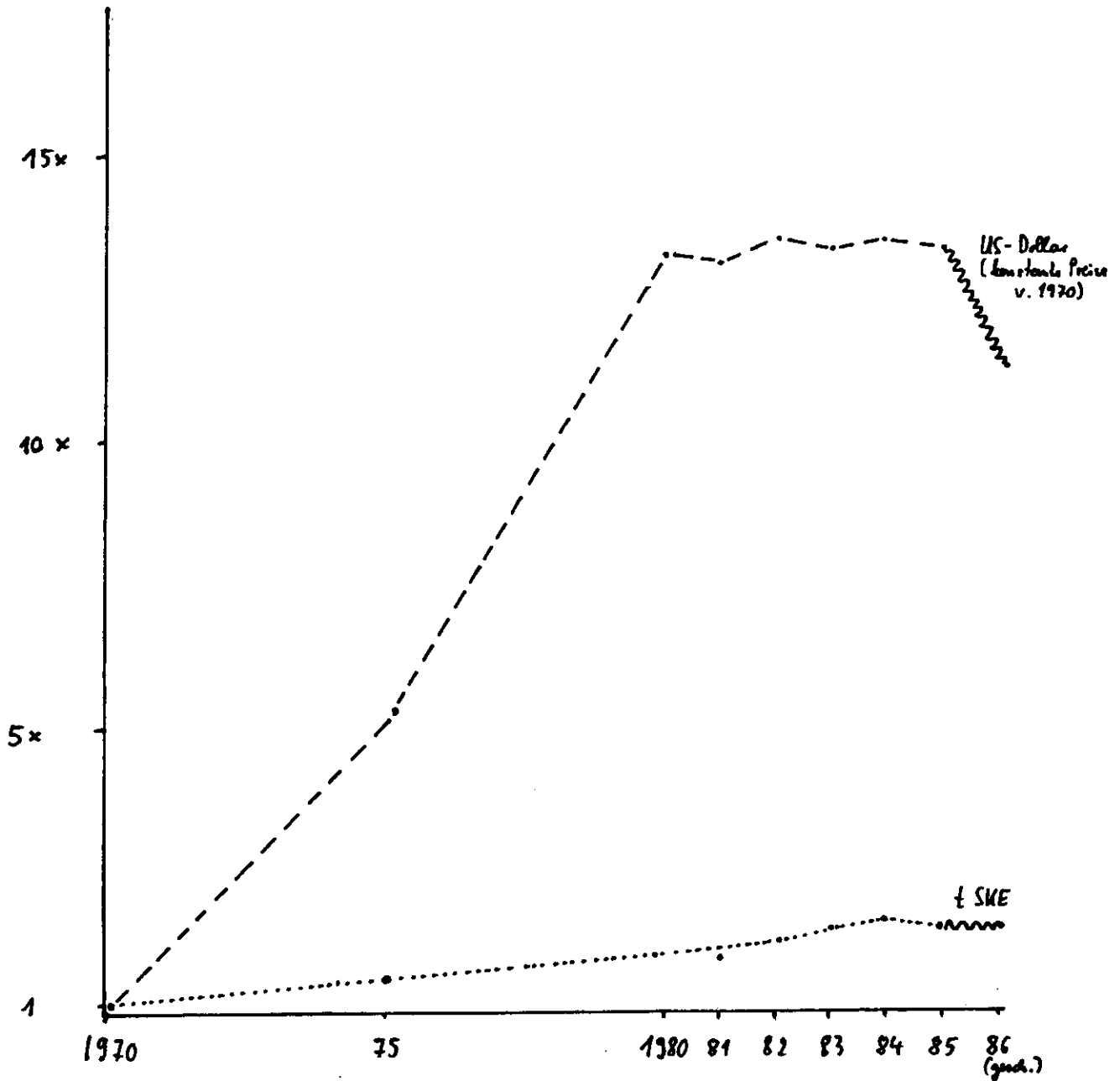


Abb. 2

- 75 -

Energieexporte der UdSSR in den OECD-Raum
[1970 = 1]



[berechnet nach: Bothknehaugen / Olmsted 1985; OECD-Statistiken]

Abb. 3

Golfstaaten

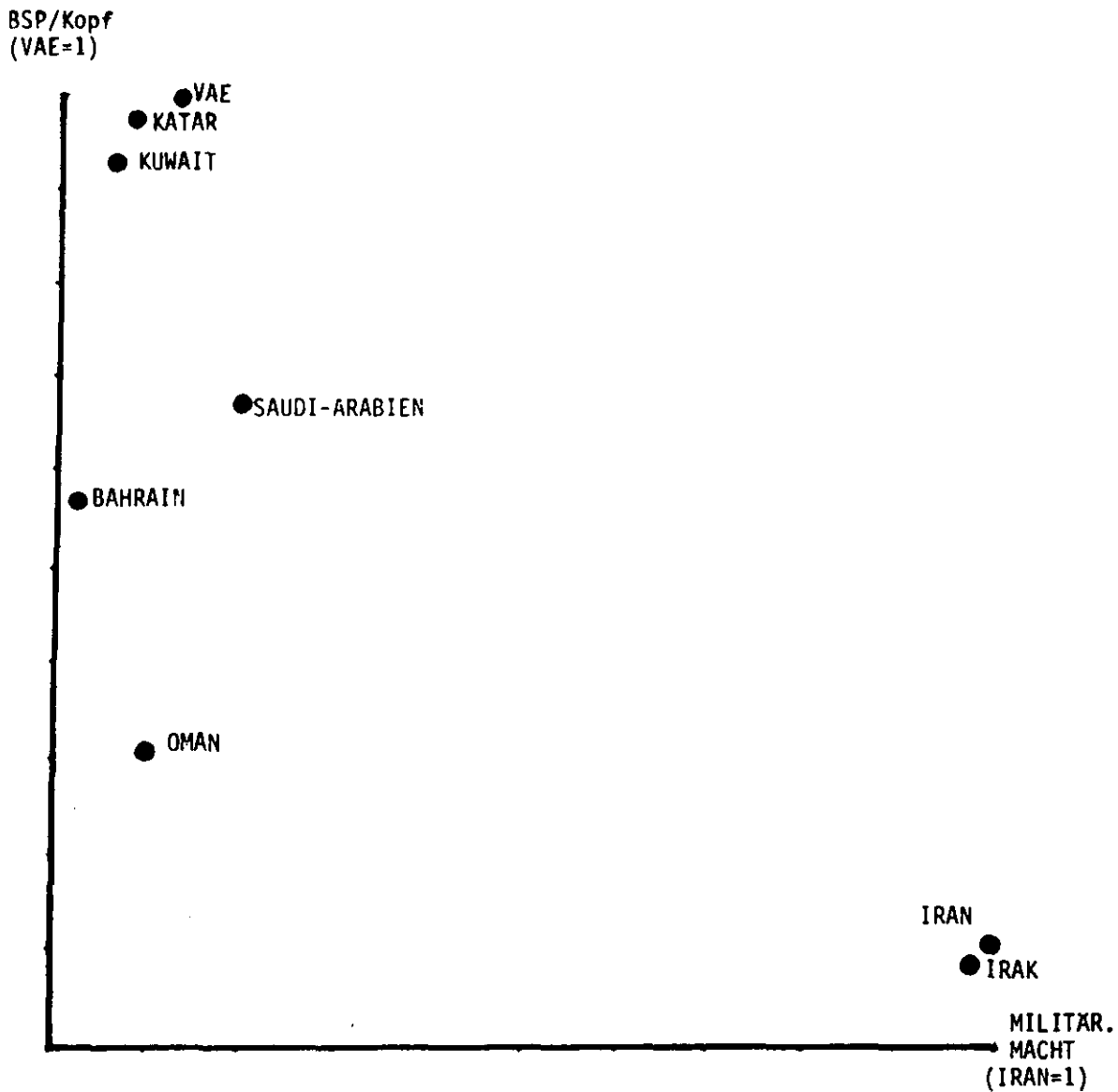
Anteil des Öl- und Gassektors



[Quellen: Freyer, B 18/88; eigene Schätzungen nach Angaben des Petroleum Economics, PIW]

Abb. 4

Relation ökonomischer Stärke und militärischer Macht
in der Golfregion



(berechn. nach: World Development Report 1985; The Military Balance 1985-1986)

"Militärische Macht" ergibt sich in unserer Abbildung ausschließlich aus der Relation der Zahl der Soldaten (sowie im Falle Irans zusätzlich der "Revolutionsgarden"). Keine Aussage ist daher über eine tatsächliche Kampfkraft dieser Streitkräfte gemacht.

Dr.-Ing. H.C. Runge

Forschungsgruppe Wirtschaft - Energie - Investitionen
Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Synthetische Energieträger und Öl aus tertiärer Gewinnung im Wettbewerb mit
OAPEC-Öl

Seminar "Erdöl und Erdgas in der
Kernforschungsanlage Jülich"
1.-2. Juli 1986

Synthetische Energieträger und Öl aus tertiärer
Gewinnung im Wettbewerb mit OAPEC-Öl

von

H.C. Runge

Inhalt:

1. Grundlagen der Überlegung
2. Nachfrage nach Rohöl und technische Verfügbarkeit
3. Rohölangebot der OAPEC-Staaten
4. Raum für synthetische Energieträger
5. Raum für tertiäre Erdölgewinnung
6. Wettbewerbspotential zwischen OAPEC-Rohöl,
Synfuels und tertiär gewonnenem Rohöl
7. Schlußfolgerungen.

1. Grundlagen der Überlegung

Prof. Häfele hat in seinem Referat über das KFA-Fachgebiet "Energie- und Umwelttechniken" als langfristiges Konzept einer kohlenstofffreien Energieversorgung die Rolle des Wasserstoffs in einem zweiten Netz neben der Elektrizität als speicherbare Energie vorgestellt. In der Übergangsphase zu einem solchen Energiesystem, die durchaus weit über 100 Jahre dauern kann, geht es um die Absenkung der Kohlenstoffumsetzung und zugleich die Anhebung der Wasserstoffnutzung. In diese Richtung zielt die Entwicklung neuer Koppelprozesse in der Energieerzeugung und Energieumwandlung durch KFA; Dr. Wagners Referat zum neuartigen horizontal integrierten Energiesystem wird sich diesem widmen.

Weltweit erwarten wir weiterhin zunehmende Nachfrage nach flüssigen Energieträgern, wobei KFA für die kommenden Jahrzehnte mit einem steigendem Bedarf an synthetisch erzeugten Energieträgern rechnet. Aus KFA-Sicht wird hier Alkoholen als "Einstoffsystemen" der Vorzug gegenüber Kohlenwasserstoffen gegeben. Prof. von der Decken wird in diesem Sinne über das KFA-Programm für Energiealkohole berichten.

Dieser "Top Down"-Betrachtung über langfristige Entwicklungsrichtungen der Energieversorgung stellen wir nun eine "Bottom Up"-Betrachtung entgegen:

- Wie robust verhalten sich die konventionellen Energieträger, insbesondere das Erdöl, gegenüber synthetisch erzeugten Energieträgern?
- Wie lange wird konventionelles Rohöl in ausreichendem Maße verfügbar sein?
- In welchem Maße wird die tertiäre Erdölgewinnung die Verfügbarkeit von konventionellem Rohöl beeinflussen?

2. Nachfrage nach Rohöl und technische Verfügbarkeit

In der KFA haben wir für den Zeitraum 1985 bis 2030 aus globaler und regionaler Sicht die Entwicklung der technischen Verfügbarkeit von konventionellem Rohöl und die daraus mögliche Deckung der erwartenden Nachfrage untersucht.

Bild 1 zeigt die Ergebnisse:

Die Nachfrage nach Mineralölprodukten und damit nach flüssigen Energieträgern steigt langsam weiter: Der Stagnation der Bedarfsentwicklung in den Industrieländern steht eine Zunahme in den Staatshandelsländern und den Entwicklungsländern gegenüber. Unsere Nachfrageerwartung liegt bei 3,3 GT für 2000 und bei etwa 3,8 GT im Jahre 2030.

Das technisch mögliche Lieferpotential an konventionellem Rohöl übersteigt heute global die Nachfrage. Das gegenwärtig nichtgenutzte Förderpotential von etwa 0,5 GT/a liegt insbesondere in OPEC-Staaten um den Arabischen Golf.

Die technische Verfügbarkeit konventioneller Rohölförderung wird in einer Reihe von Nicht-OPEC-Staaten in den 90ern Jahren abnehmen, so in den USA, der britischen Nordsee und der UdSSR. Die Förderpotentialabnahme kann bis zum Jahr 2000 bis zu 200 Mio t/a betragen. Diese Abnahme kann ohne weiteres ausgeglichen werden durch den Ausbau der Erdölgewinnung mit tertiärem Förderverfahren von gegenwärtig etwa 50 Mio t/a auf ca. 650 Mio t/a gegen Ende der Betrachtungsperiode und durch das zusätzlich im Arabischen Golf-Raum erschließbare Förderpotential. Damit ist es aus technischer Sicht möglich, die globale Nachfrage bis in den Zeitraum 2015 bis 2020 zu decken.

3. Rohölangebot der OAEPEC-Staaten

Bild 2 zeigt - fußend auf Bild 1 - für die Zeit nach 1985 die erwartete globale Nachfrage nach OPEC-Öl und die für dieses Öl technisch mögliche Verfügbarkeit.

Für die Staatengruppe Algerien, Nigerien und Indonesien kann schon in den 90er Jahren der Abfall der Verfügbarkeit beginnen; für die Staaten Venezuela, Iran und Libyen wird er wohl nach 2000 eintreten. Ein großes Förderpotential besteht dagegen langfristig in den Staaten Saudi-Arabien, Irak, Kuwait und den Vereinigten Arabischen Emiraten. Daraus könnte in der Periode 1995 bis 2005 ein überschüssiges Angebotspotential bis zu 1 GT/a entwickelt werden; fraglich ist, ob dafür die Investitionsmittel zur Verfügung stünden. Jedoch schon bei dem heutigen Förderpotential der OPEC von 1,4 bis 1,6 GT/a würde noch 1995 ein ungenutztes Potential von etwa 400 Mio t/a aus OPEC-Staaten am Arabischen Golf bei Gewinnungskosten um oder unter US\$ 5/bbl als Wettbewerbspotential gegen synthetisch erzeugte flüssige Energieträger und durch Tertiärverfahren gewonnenes Rohöl zur Verfügung stehen.

4. Raum für synthetische Energieträger

Die heute industriell betriebenen Anlagen zur Erzeugung flüssiger synthetischer Energieträger:

- Sasol, Südafrika (Erzeugung flüssiger Kohlenwasserstoffe mittels Steinkohle-Lurgi-Vergasung und Fischer/Tropsch-Synthese)
- Brasilien (Ethanolherzeugung aus Biomasse/Zuckerrohr)
- New Zealand Synthetic Fuel Corporation (Fahrbenzinerzeugung aus Erdgas über Methanol mittels GTG-Prozess)

arbeiten alle in einem "Schutzpark" staatlicher Stützung zur Erfüllung nationaler Ziele.

Zahlreiche Prozesse zur Kohleverflüssigung und Kohlevergasung sowie zur Erdgasumwandlung sind technisch entwickelt und werden zumindest auf Basis der Technikumerprobung angeboten. Bei Rohölpreisen im Rahmen von US\$ 20 bis US\$ 30/Bbl sind Kohlevergasung und Kohleverflüssigung nicht wirtschaftlich, da die erforderliche Wasserstoffanlagerung zu aufwendig ist. Selbst die Braunkohleumwandlung erreicht nicht die volle Wirtschaftlichkeit. Größere Chancen bestehen für die Umwandlung von Erdgas in Alkohol oder in Kohlenwasserstoff: Bei diesem Rohstoff fällt für die Syntheseprozesse eher zuviel Wasserstoff an. Der Kohlenstoffmangel kann oft durch im Erdgas vorhandenes CO_2 gedeckt werden.

Wie Bild 3 zeigt, bleibt die thermische Effizienz solcher Umwandlungsprozesse weit hinter der der Rohölverarbeitung oder der LNG-Erzeugung zurück. Bei dem heutigen Standard voll integrierter technischer Anlagen und insbesondere voller interner Wärmenutzung können für die Umwandlung von Erdgas in flüssige Energieträger thermische Effizienzen von ca. 60 % erreicht werden. Die Umwandlung von Kohle in z.B. Benzin ist noch energieaufwendiger.

Ähnlich unerfreulich sieht es mit dem Kapitalaufwand aus. Bild 4 vergleicht die Kostenstruktur für die Erdgasumwandlung mittels verschiedener Prozesse mit dem Produktmarktwert vom Juni 1985. Eine Kapitalannuität von 10 %/a entspricht dem Anlagenbetrieb durch staatliche Instanzen ohne den Ansatz von Steuern und Abgaben; die Kapitalannuität von 20 %/a ist bei einem Anlagenbetrieb nach voll marktwirtschaftlichen Kriterien erforderlich. Selbst bei dem heute längst nicht mehr erreichten Produktmarktwert des Juni 1985 konnte nur die Ammoniakerzeugung vollwirtschaftlich arbeiten, die Methanolerzeugung war es nur bei einer Kapitalannuität von 10 %, die Erzeugung von Kohlenwasserstoffen war in allen Fällen durch die hohen Kapitalkosten unwirtschaftlich.

5. Raum für tertiäre Erdölgewinnung

In der Bundesrepublik Deutschland wäre technisch eine Verdoppelung der heutigen Ölreserven von 60 auf 120 Mio t durch tertiäre Gewinnungsverfahren möglich. Damit könnte die Endausbeute der Lagerstätten von den heute erwarteten 35 % auf 43 % angehoben werden.

Am weitesten fortgeschritten ist die Anwendung tertiärer Gewinnungsverfahren in den Vereinigten Staaten, Bilder 5A und 5B. Bei bekannten konventionellen Rohölreserven von etwa 4,3 GT hofft man dort, abhängig von der zukünftigen Rohölpreisentwicklung, durch die Anwendung tertiärer Gewinnungsverfahren (enhanced oil recovery) mittels heute bekannter Methoden 1,2 bis 3 GT zusätzlicher Reserven, bei Anwendung fortschrittlicher Methoden sogar bis zu 5,5 GT zusätzlicher Reserven erschließen zu können.

Die bei tertiären Gewinnungsprozessen erzielbare Förderrate ist jedoch wesentlich niedriger als bei primären und sekundären Förderprozessen. Deshalb erwartet man in den USA, wiederum abhängig von der Ölpreisentwicklung, in den nächsten 20 Jahren lediglich eine Zunahme der Produktion aus Tertiärprojekten von heute 30 Mio t/a auf zwischen 100 und 150 Mio/a im Jahre 2005.

Für die Einrichtung neuer Tertiärprojekte setzt man Mindest-Rohölerlöse von US\$ 20/Bbl voraus, die gegenwärtig nicht erzielt werden. Die Gefahr, daß laufende EOR-Projekte eingeschlossen werden, sieht man bei Rohölpreisen bzw. unter US\$ 10/Bbl. Das entspricht in etwa einem Rohölwert von DM 175/t in der Bundesrepublik Deutschland. Bei dem gegenwärtigen Rohölerlös für schwere Rohölsorten von nur DM 160/t sind damit auch in der Bundesrepublik Deutschland laufende tertiäre Gewinnungsprojekte in ihrer Wirtschaftlichkeit gefährdet.

6. Wettbewerbspotential zwischen OAPC-Rohöl, Synfuels und tertiär gewonnenem Rohöl.

Die vorausgegangenen Betrachtungen haben gezeigt, daß heute ein Wettbewerbszustand besteht, der im freien Markt die Erzeugung von synthetischen flüssigen Energieträgern verhindert und die Einführung neuer Tertiärgewinnungsprojekte behindert. Latent kann dieser Zustand bis um das Jahr 2000 fort dauern, es sei denn, die OAPC-Förderstaaten sind mit ihrem ohnehin leicht ansteigenden Erdölabsatz zufrieden und deshalb nicht bereit, ihr ganzes mögliches Förderpotential zu erschließen und einzusetzen. Insofern kommt einem die bestechend erscheinende Idee einer "neuen OPEC" der großen Arabischen Förderländer, der großen Freien Förderländer, aber auch der großen weltweit arbeitenden Mineralölgesellschaften - in der Praxis ist eine solche Idee Utopie!

Dann aber werden weiterhin "Schutzparks" benötigt, wenn in den kommenden ein bis zwei Jahrzehnten im größeren Umfange flüssige Energieträger synthetisch erzeugt und tertiäre Gewinnungsprojekte eingerichtet werden sollen. Benötigt werden solche "Schutzparks" für begrenzte Zeiträume und begrenzte Preisstützungen: Sicherheiten sind erforderlich über 20 Jahresperioden (5 Jahre Bau und 15 Jahre Betrieb von Projekten) und für Mindesterloße in 1986er Geld:

- Für Prozesse wie Gas-to-Gasoline und Shell-Mitteldestillat-synthese, ca. US\$ 30/Bbl.
- Für Tertiärverfahren, Dampf und CO₂, ca. US\$ 20/Bbl.
- Für Tertiärverfahren, chemisch, ca. US\$ 30/Bbl.

7. Schlußfolgerungen

Für die weitere Arbeit der KFA ergeben sich drei wesentliche Fragen, Bild 6. Die erste Frage regt zu wirtschafts- und sozialpolitischen Überlegungen an, wie sie von Herrn Fischer dargestellt wird. Die zweite Frage spricht insbesondere verfahrenstechnische Entwicklungen an, hierzu die Referate von Professor Barnert und Professor Schulten. Bei der dritten Frage geht es nicht nur um die relativen Kosten der Alkohol-erzeugung und der synthetischen Kohlenwasserstofferzeugung. Vielmehr bedarf es einer Bewertung und Weiterentwicklung der offenkundigen Verbrauchsvorteile der Alkohole gegenüber man-chen Kohlenwasserstoffen, hierzu das Referat von Prof. Heitland.

Bedeuteten diese Entwicklungstendenzen für KFA's Engagement in der Energieforschung nun Impulse oder Hemmnisse? Die erwartete Entwicklung von Rohölangebot und -nachfrage läßt vermuten, daß im Laufe der nächsten 10 Jahre kaum entscheidende Veränderungen in der Struktur des Marktes eintreten werden. Während dieser Zeit wird es auch erforderlich sein, Investitionsrisiken für neue Techniken abzufangen, denn nur so kann man in dieser Periode Forschungsergebnissen zur Anwendung ver-helfen. Die technische Ausreifung insgesamt bekannter Prozesse und, wo immer möglich, der Einstieg in industrielle Prototyp-Anlagen wird zumindest für die nächsten 10 Jahre vor der Entwicklung völlig neuer Prozeßrouten stehen. Wir hoffen, daß KFA hier einen zunehmenden Beitrag als Mittler zwischen der Mineralölwirtschaft und deutschen Anlagenbauern wird bieten können.

8. Literatur:

H.C. Runge, W. Mönig:

"Überlegungen zur längerfristigen Verfügbarkeit des Erdöls"

- Interner Bericht der Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Januar 1986

E.V. Vogt, R.H. Booth, M.J. van der Burgt:

"Gas conversion"

Shell International Gas Report SIG 85/6 vorgetragen auf der 3. ASCOPE
Konferenz, Dezember 1985

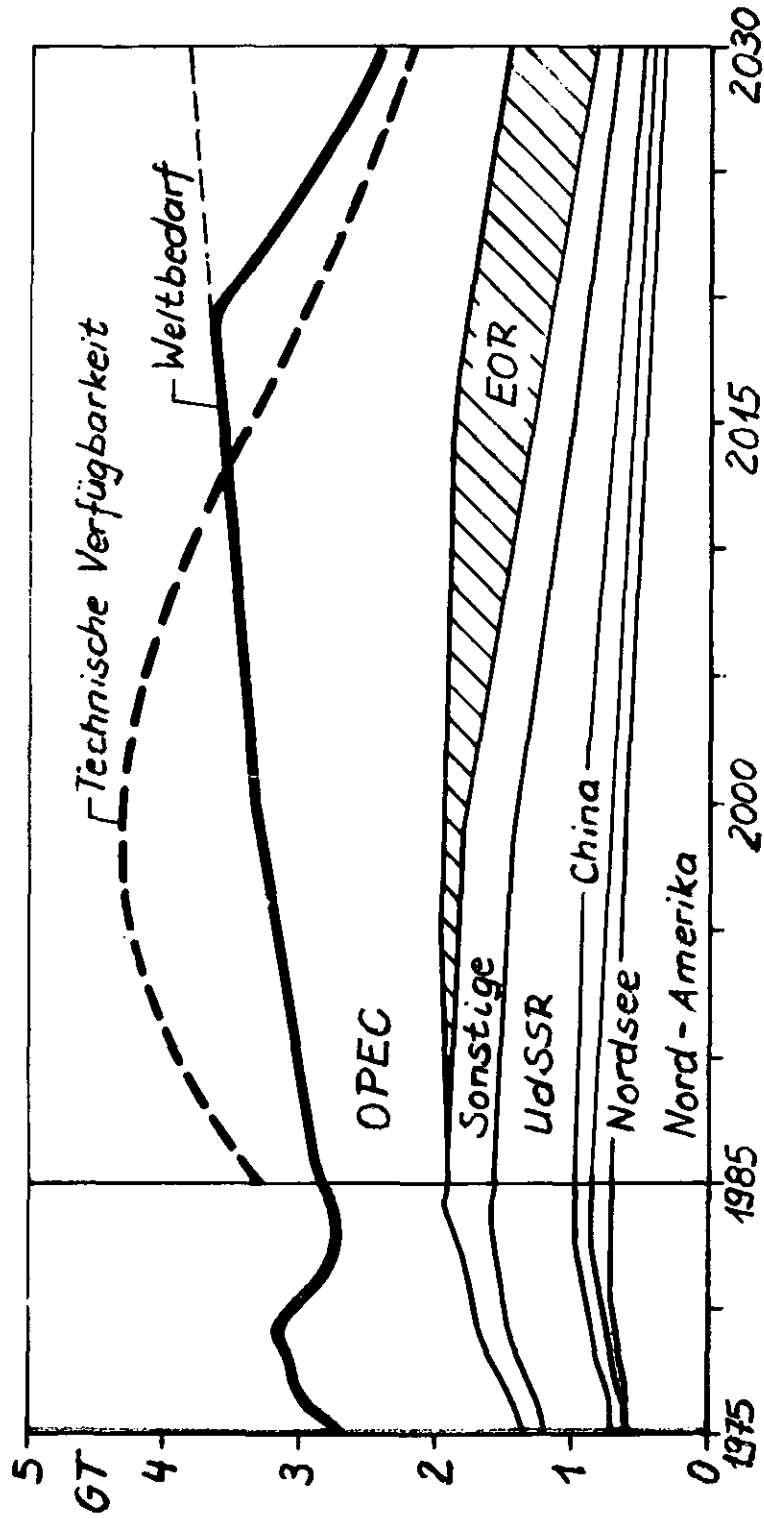
G.A. Petzet, B. Williams:

"Research vital to US EOR work threatened by ... spending cuts"

- Oil and Gas Journal, February 3, 1986

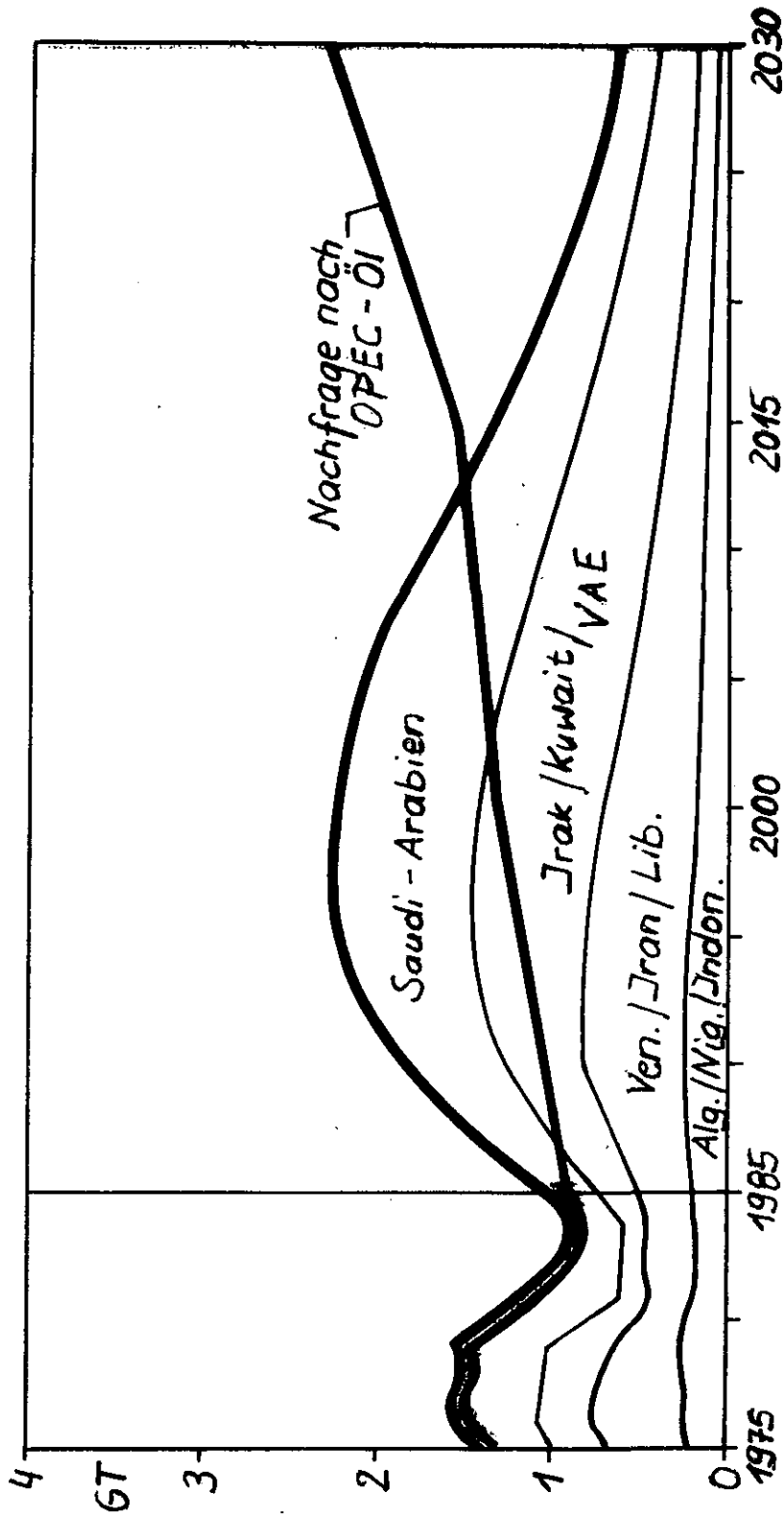
BILD 1

Regionale Verteilung der Weltölförderung (Basisszenario)



Quelle: KFA

Technische Erdöl-Verfügbarkeit, OPEC-Staaten



Quelle: KFA

Umwandlungs-Effizienz Fossiler Energierohstoffe (Stand 1985)

Rohöl in Mineralölprodukte 90% – 93%

Erdgas in LNG 85% – 89%

Erdgas in Synthesegas max. 85%

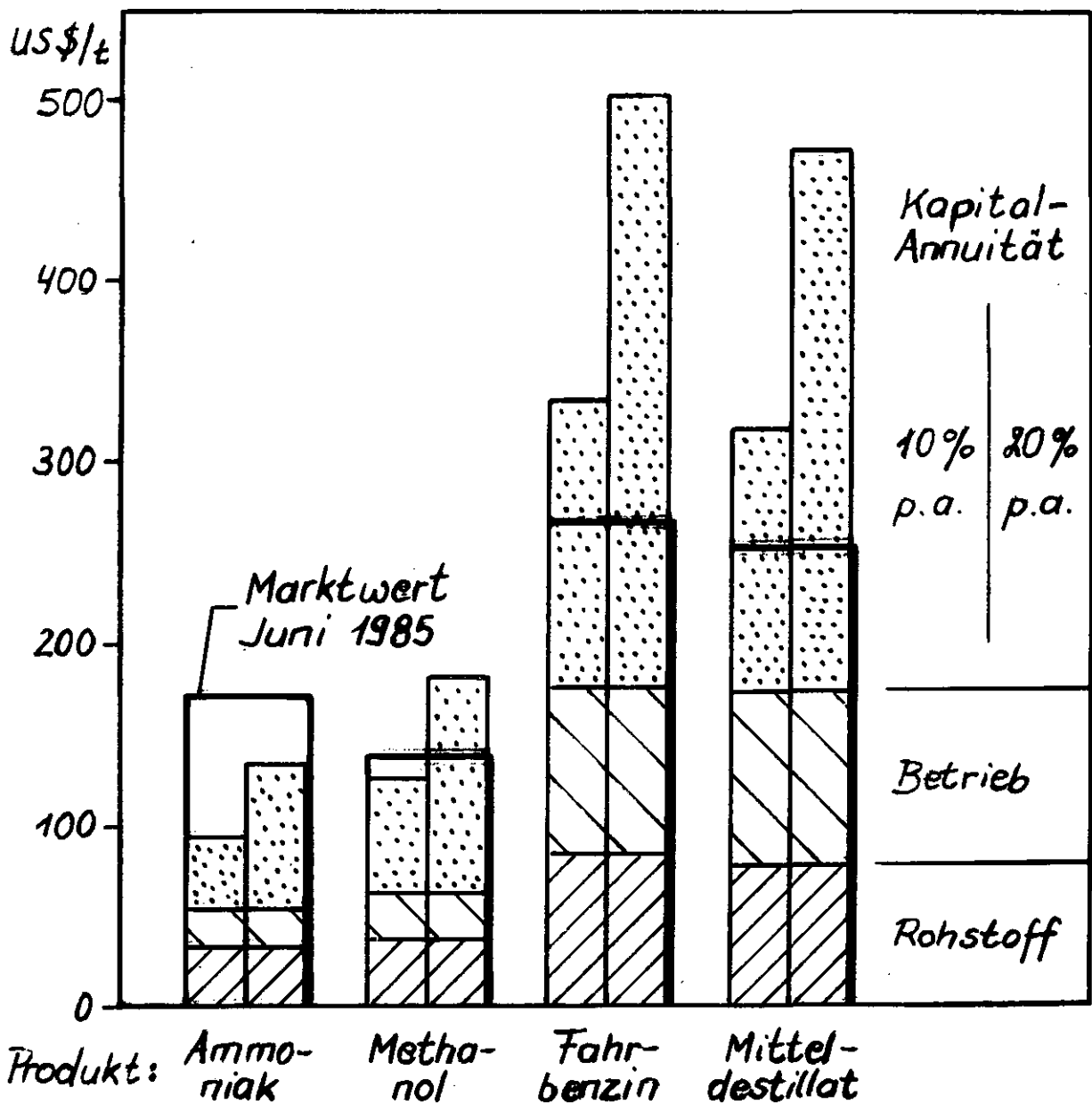
Erdgas in Methanol bzw.
Kohlenwasserstoffe max. 68% – 71%

Erdgas in Methanol bzw.
Kohlenwasserstoffe praktisch ca. 60%

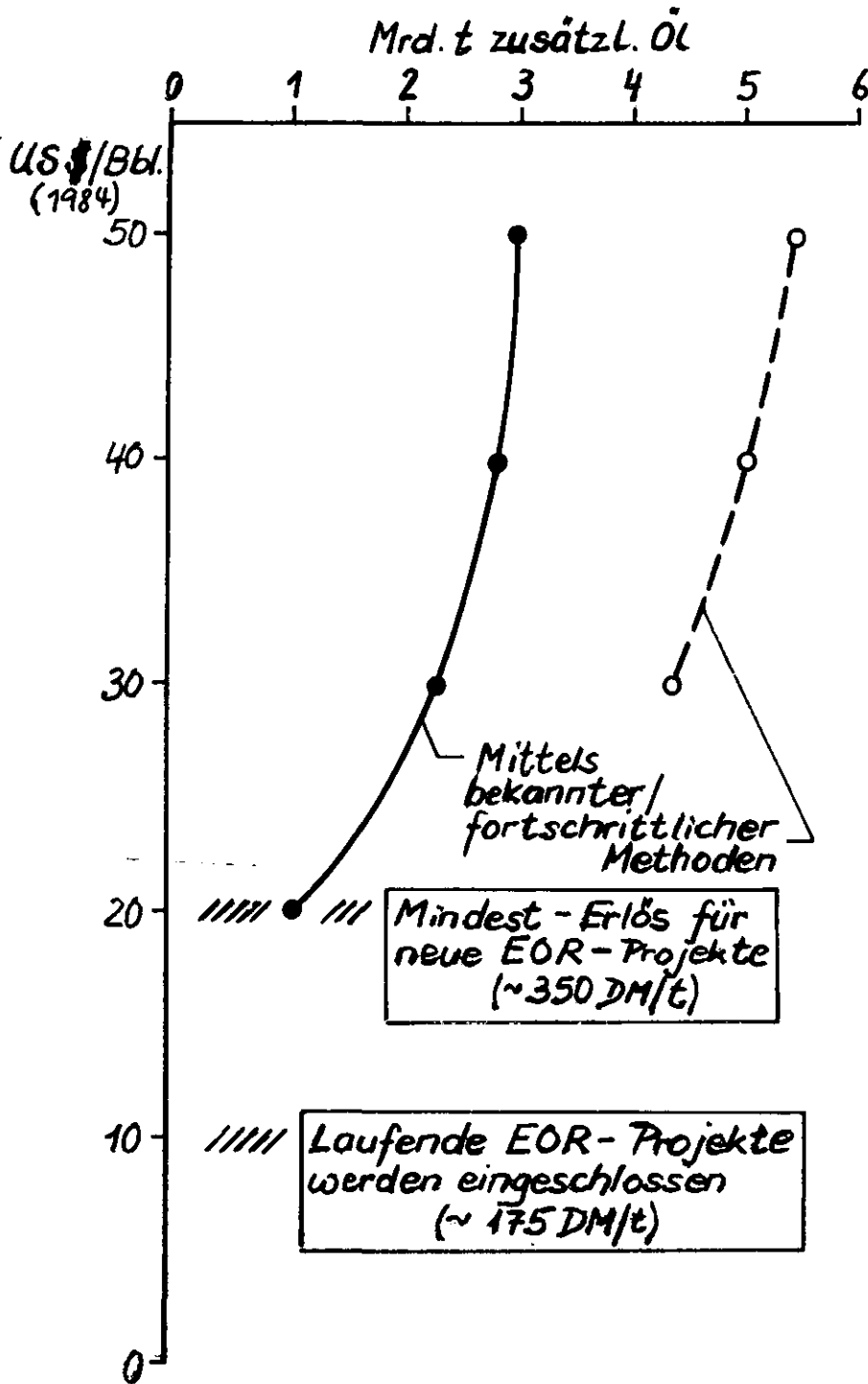
Erdgas via Methanol in
Fahrbenzin praktisch ca. 60%

Steinkohle in Benzin
praktisch ca. 50%

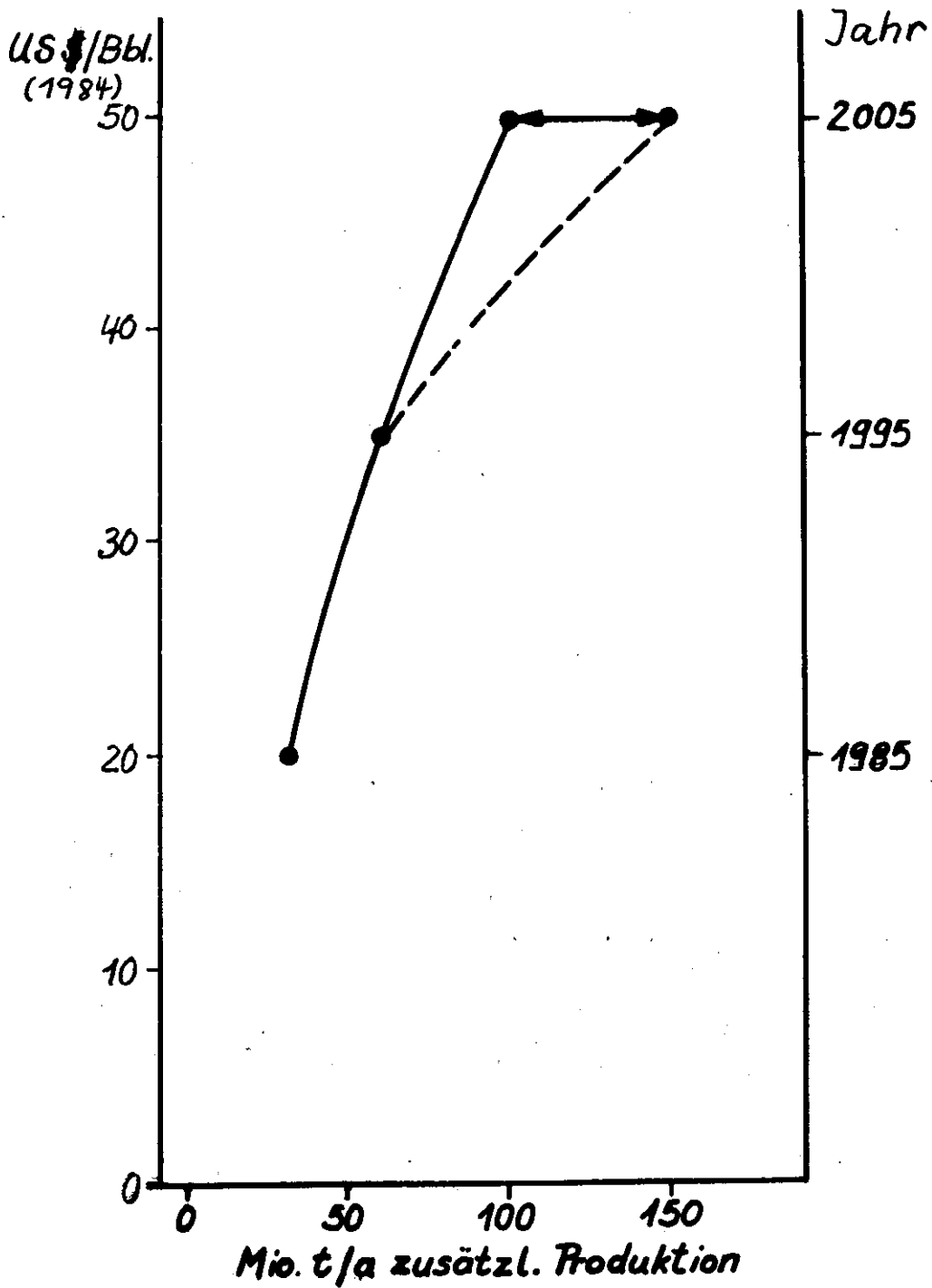
Wirtschaftlichkeits - Indikatoren der Erdgasumwandlung (nach Shell)



Wirtschaftlichkeitsfaktoren EOR-USA



Wirtschaftlichkeitsfaktoren EOR-USA



FRAGEN:

1. Künftige Förderbereitschaft der OAPEĆ - Staaten:
begrenzt oder unbegrenzt?
2. Technisches und wirtschaftliches Verbesserungspotential
 - für die Erzeugung synthetischer Energieträger
 - für die tertiäre Erdölgewinnung
3. Wettbewerbssituation für Energiealkohole gegenüber synthetisch erzeugten Kohlenwasserstoffen

IMPULSE oder HEMMNISSE für KFA's Engagement?

- **Zeitfaktor:**
Vor Mitte der 90er Jahre passiert nichts Entscheidendes im Markt.
- **Risiko:**
Nur internationale energiewirtschaftliche Kooperation kann Investitionsrisiken abschwächen und damit Forschungsergebnissen zur Anwendung verhelfen.
- **Technische Erfordernisse:**
Ausreifung insgesamt bekannter Prozesse. Gefragt sind Thermodynamik, Verfahrenstechnik, Kohlenwasserstoff - Chemie.
- **KFA als Mittler**
zwischen nationaler / internationaler Gewinnungsindustrie und nationalen Anlagenbauern.

Prof. Dr. D.H. Welte

Institut für Erdöl und Organische Geochemie
Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Quantitative Geologie
- eine fortschrittliche Methode zur Erforschung von
Reaktionsabläufen und Transportvorgängen in Sedimentgesteinen,
vorge stellt am Beispiel von Erdöl und Erdgas

QUANTITATIVE GEOLOGIE

- eine fortschrittliche Methode zur Erforschung von Reaktionsabläufen und Transportvorgängen in Sedimentgesteinen, vorgestellt am Beispiel von Erdöl und Erdgas

von Dietrich H. Welte, Institut für Erdöl und Organische Geochemie, KFA Jülich

Einführung

Geologische Vorgänge sind charakterisiert durch sehr kleine Geschwindigkeiten und lange Zeitspannen, d. h. durch die Tatsache, daß meßbare Ereignisse auf der Zeitskala mehr in Jahrmillionen als in Jahren angegeben werden müssen. Weiterhin sind geologische Prozesse ausgezeichnet durch eine außerordentliche Komplexität d. h. durch das Zusammenwirken sehr vieler unterschiedlicher Einflußparameter. Diese beiden Faktoren haben eine quantitative Betrachtung geologischer Vorgänge in der Vergangenheit erschwert und die Anwendbarkeit von Laboratoriumsexperimenten auf natürliche Prozesse sehr stark eingeschränkt. Die heutigen Großrechner mit hohen Rechengeschwindigkeiten und sehr großen Speicherkapazitäten erlauben die numerische Simulation geologischer Prozesse. Da theoretisch zunächst beliebig viele Zeitschritte simulierbar sind, können geologische Ereignisse mit Hilfe des Computers sozusagen in Echtzeit betrachtet werden. D. h. der Computer kann als Experimentiergerät in den Geowissenschaften angewendet werden, wenn entsprechende Grunddaten verfügbar sind.

Die quantitative Geologie befaßt sich einerseits mit der Festlegung der notwendigen Meßgrößen und andererseits mit der physikalisch-chemischen Beschreibung geologischer Prozesse in Form von Gleichungssystemen und deren numerischer Simulation auf einem Rechner. Eine erste Analyse nach der Auswertung einiger geologischer Beckenstudien zeigt, daß dabei die wichtigsten Elemente Transportvorgänge im Porenraum der Gesteine sind und chemische Reaktionsabläufe zwischen einer Festphase und Flüssigphase. Nachfolgend sollen einige Beispiele vorgestellt werden, die diese Denk- und Vorgehensweise näher erläutern.

Die Gruppe "Quantitative Geologie" in der KFA Jülich soll sich vorwiegend mit folgenden Problemkreisen beschäftigen:

1. Flüssigkeits-, Gas-, und Wärmetransport in sedimentären Gesteinen in größeren Teufen,
2. Kinetik bedeutsamer anorganischer und organischer chemischer Reaktionen auf dem Hintergrund der geologischen Zeitskala,
3. Numerische Simulation, eine wesentliche Methode zur Erforschung komplexer geologischer Prozesse.

Transportvorgänge in größeren Teufen

Transportvorgänge direkt an der Erdoberfläche sind uns hinreichend geläufig: Sediment-Transport erfolgt etwa in Flußsystemen, oder mit dem Wind in Dünen, oder durch das langsame Vorücken von Gletschereis. Betrachtet man hingegen den Transport in den engen Porensystemen von Böden, Lockersedimenten oder

oberflächennahen Gesteinen wird die Erklärung der Transportmechanismen bereits wesentlich komplizierter. Bodenkundler, Hydrologen und Hydrogeologen befassen sich seit langem sehr ausgiebig und sehr erfolgreich mit den entsprechenden Bewegungen von Porenwässern und dem Transport darin gelöster Substanzen. Rechenmodelle zur Erfassung und Vorhersage von Porenwasserbewegungen bis in Teufen von mehreren hundert Metern sind in der Hydrogeologie Gang und Gebe. Geologisch gesehen sind jedoch die meisten der bisher durchgeführten Studien und Modelle auf Kurzzeitprobleme angelegt.

Über Transportvorgänge in größeren Teufen wissen wir hingegen relativ wenig. Die hier angesprochenen größeren Teufen liegen im Bereich von 600 bis etwa 10.000 m. Dies ist die Zone der verfestigten und der diagenetisch überprägten Sedimentgesteine, die in allen Sedimentbecken bis hin zu über 10.000 m Teufe anzutreffen sind. Die klassische Geologie befaßte sich bisher nur am Rande mit Transportphänomenen auf der geologischen Zeitskala in diesen tiefer versenkten Sedimenten. Daten liegen uns nur zu solchen Transportvorgängen vor, die die Veränderungen der Mineralogie wie die Bildung von Porenzementen und damit eine neue Gesteinszusammensetzung zur Folge haben oder durch Mineralauflösung die Bildung sekundärer Porositäten bewirken.

Es wird Aufgabe der quantitativen Geologie sein, diese Vorgänge in den tiefer liegenden Sedimenten näher zu untersuchen und vor allem quantitativ in Abhängigkeit von geologischen Zeiträumen darzustellen und zu verstehen. Die Abbildung 1 zeigt

schematisch das Umfeld in dem wir uns dabei bewegen. Bis etwa 1500 m Tiefe liegen Beobachtungen aus Flachbohrungen und natürlich aus dem Bergbau vor. Im Teufenbereich unterhalb von 1500 m sind wir auf die Ergebnisse und Erkenntnisse von Tiefbohrungen angewiesen. Wie die Abb. 1 zeigt, sind die geologischen und mineralogischen Erkenntnisse abzuleiten von einem Umfeld mit variablen Drucken und Temperaturen. Die Drucke sind sowohl unter petrostatischen als auch unter hydrostatischen Gesichtspunkten zu betrachten, wobei Grenzwerte sich daran orientieren werden, in welcher Teufe einerseits Prozesses ablaufen und andererseits ob diese Systeme geschlossen oder offen sind. Die Temperaturen werden bis in Größenordnungen von ca. 200 °C ansteigen.

Wie bereits mehrfach betont, müssen diese Systeme unter Langzeitaspekten, d. h. im Laufe von mehreren bis 100 und 200 Millionen Jahren, dargestellt werden und die einhergehenden Veränderungen durch Kompaktion infolge des Drucks, Auslaugung von Porenräumen z. B. durch CO_2 und Zementation etwa durch Calciumkarbonat- oder Siliziumdioxid-Kristallisation berücksichtigen. Auch hierbei gibt es bestimmte Grenzwerte, deren Kenntnis Aufschluß darüber geben kann, ob in einer bestimmten sedimentären Schichtenfolge überwiegend Lösungsprozesse bzw. Zementationsprozesse ablaufen. In der Entwicklung eines Sedimentbeckens beträgt der normale Kompaktionswasserfluß etwa $10^4 - 10^5$ ccm pro cm^2 im Laufe der gesamten Beckenentwicklung. Für Auslaugungsphänomene ist wahrscheinlich ein minimaler Fluß von etwa 10^8 ccm pro cm^2 im Laufe der Beckenentwicklung notwendig (Bjørlykke 1985). Bei all diesen Überlegungen spielt die Wegsamkeit der Porensysteme eine außerordentlich große

Rolle. Im Gegensatz zur allgemeinen Betrachtungsweise etwa der Hydrogeologen oder auch der Reservoiringenieure wird es notwendig sein, Transportphänomene bis hinunter zu Permeabilitätswerten von unterhalb 0,1 md zu betrachten. Erst auf diesem Hintergrund werden Porositäts- und Permeabilitätsveränderungen über geologische Zeiträume richtig verstanden werden können. Die Transportphänomene selbst müssen bis herab zum molekularen Niveau näher untersucht werden.

Zusammenfassend geht es also um ein quantifiziertes Verständnis der Entwicklung geologischer Körper in Abhängigkeit vom ständig veränderlichen geologischen Umfeld. Transportprobleme spielen dabei eine ganz außerordentliche Rolle. Der Motor dieser Transportvorgänge über die geologische Zeit ist einerseits die zunehmende Tiefenversenkung und Kompaktion von Sedimenten und das Durchströmen mit chemisch unterschiedlichen Porenwassern und andererseits die Zufuhr an Wärmeenergie, die im Prinzip die geologischen Körper von unten nach oben durchströmt, aber in jedem Fall einen konduktiven und einen konvektiven Anteil hat. Die Wechselwirkungen der Porenflüssigkeit mit der umgebenden Gesteinsmatrix verursachen dann veränderte Porositäten und Permeabilitäten.

Aus der Erdölgeologie ist bekannt, daß Zonen erhöhter Porosität als Reservoir für Erdöl und Erdgas dienen können, während Bereiche erhöhter Permeabilität die Migration dieser Kohlenwasserstoffe erst ermöglichen.

Die numerische Simulation geologischer Prozesse

Die oben beschriebenen Transportvorgänge in geologischen Systemen über geologische Zeiträume sind außerordentlich komplexe Prozesse. Sie sind im allgemeinen dem Experiment nicht zugänglich wegen der enorm großen geologischen Zeitvorgaben in Jahrmillionen und andererseits wegen der Vielzahl der Parameter, die in einem solchen System berücksichtigt werden müssen. Die numerische Simulation dieser Prozesse auf Großrechnern ist daher ein Weg diese Prozesse näher verstehen zu lernen. Der erste Schritt in einem solchen Unterfangen muß daher ein Detailverständnis des geologischen Prozesses sein, der untersucht werden soll. Es ist dabei nur natürlich, daß die wichtigsten Prozesse isoliert betrachtet werden müssen, um dann in simplifizierter Form, aber auf der Basis der physikalischen, chemischen und physikochemischen Grundprinzipien näher beschrieben zu werden. Auf dieser Basis müssen dann entsprechende Gleichungen formuliert werden, die die Prozesse in vereinfachter Form beschreiben. Die aufzunehmenden Variablen müssen durch Sensitivitätsanalysen getestet werden. Schließlich müssen die Grundgleichungen in numerische Simulationsprogramme übersetzt werden und das geologische Prozeßverhalten dann mit Resultaten aus der Natur verglichen werden. Durch Anpassen der Variablen muß dann eine geologisch überzeugende Übereinstimmung zwischen dem gerechneten Resultat und den beobachteten Werten in der Natur etwa aus Tiefbohrungen oder aus seismischen Profilen innerhalb bestimmter Fehlergrenzen erreicht werden.

Diese generelle Vorgehensweise wird in der Praxis der Erdöl-exploration bereits mit Erfolg in den sogenannten Beckenmodellen angewandt. Abb. 2 zeigt schematisch den interdisziplinären Charakter einer solchen Vorgehensweise. Die Informationen für den Aufbau von dreidimensionalen integrierten Beckenmodellen kommen aus den Bereichen der Geologie, der Geophysik, der Hydrodynamik, der Geothermik und den wissenschaftlichen Disziplinen, die sich mit den Materialproblemen der Gesteine, mit der organischen und anorganischen Geochemie und selbstverständlich mit den allgemeinen Gesetzmäßigkeiten der Physik und Chemie befassen. Die Durchführung von Modellrechnungen macht selbstverständlich Anleihen an die dort übliche Mathematik und Computertechnik.

Für die numerische Simulation wird ein Sedimentbecken als ein geologischer Körper betrachtet, der aus einem Stapel in sich 'homogener' lithologischer Einheiten besteht. Diese Einheiten werden hinsichtlich ihres Alters und ihrer geologischen Zeitspanne so festgelegt, daß sie chronostratigraphische Einheiten darstellen. Jede Einheit wird als geologisches Ereignis als - 'event' - definiert.

Üblicherweise werden drei fundamentale Kategorien geologischer Ereignisse unterschieden:

- Ablagerung und Versenkung von Sedimenten .
- Heraushebung und Erosion
- Zeiten der Nichtablagerung oder des Stillstandes, die einem Hiatus entsprechen (Abb. 3a und Abb. 3b).

Die Beckenentwicklung wird somit als Abfolge dieser drei Phasen beschrieben. Für den im Laufe der geologischen Entwicklung sich ständig ändernden geologischen Körper wird dann eine Massenbilanz und eine Energiebilanz aufgestellt (Abb. 4). Die Massenbilanz ist gegeben durch die Schüttung und Umlagerung von Sedimenten und deren Kompaktion nebst Transport des Porenwassers. Die Energiebilanz wird beschrieben durch den aus dem Erdmantel kommenden Wärmestrom an der Basis, durch den Wärmetransport mittels Konvektion und Konduktion im geologischen Körper selbst und durch die Wärmeabgabe an der Oberfläche des Sedimentbeckens zu jedem beliebigen Zeitpunkt seiner geologischen Geschichte.

Das konzeptionelle geologische Modell

Bei der Durchführung einer Beckenstudie ist der erste Schritt die Entwicklung eines konzeptionellen geologischen Modells. Das heißt, die Schichtenabfolge des vorgegebenen Beckens wird in eine lückenlose Kette geologischer Ereignisse ('events') zerlegt, was einer Art Drehbuch für die spätere Simulation gleichkommt. Jedem 'event' wird entweder ein Sedimentpaket einer ganz bestimmten Lithologie oder eine erosive Schichtlücke oder ein Hiatus zugewiesen.

Wie bereits erwähnt, ist jedes Ereignis mit genauen Zeitmarken für Beginn und Ende versehen. Diese so definierten chronostratigraphischen 'events' umfassen schließlich den gesamten Entwicklungsablauf eines Sedimentbeckens. Als Resultat des konzeptionellen Modells ist das Becken durch einen Stapel von Isopachenkarten, be-

stehend aus den 'events' repräsentiert. Jeder Isopacheneinheit wird eine bestimmte Lithologie, bei Fazieswechseln mehrere Lithologien zugewiesen, deren physikalische, petrophysikalische und chemische Eigenschaften vordefiniert sind. Damit ist die Sedimentfüllung des Beckens nicht nur zeitlich und von der Art des geologischen Ereignisses (Ablagerung, Erosion, Hiatus) sondern auch stofflich hinreichend genau beschrieben. Für jede Lithologie, wie Sande, Tone oder Mergel, gibt es einen Katalog von Materialeigenschaften - Porosität, Dichte, Wärmekapazität, Kompressibilität etc. - der später für die numerische Simulation Verwendung findet.

Während die Materialkonstanten und -mengen der Sedimente direkt durch das heutige Becken vorgegeben sind und daher eine Massenbilanz durchgeführt werden kann, ist die Erstellung der Energiebilanz komplizierter und nur indirekt möglich. Das für die Energiebilanz angewandte Prinzip beruht auf der Idee des vorgegebenen veränderlichen geologischen Körpers, in den von unten ständig Wärme eingegeben und oben abgegeben wird. Die Wärmezufuhr an der Basis des betreffenden Sedimentbeckens ist direkt verknüpft mit der Lage und Bildung des Beckens in Relation zu den Elementen der Plattentektonik. So ist es hinsichtlich einer Abschätzung des Wärmeflusses an der Basis des Beckens bedeutsam, ob es bei einer Subduktionszone, an zwei auseinanderdriftenden Plattengrenzen mit einer Grabenbildung (Rift-Zone) oder im inneren stabilen Teil einer Platte liegt.

Diesen Überlegungen folgend wird zum Beispiel eine zu untersuchende Region im Bereich der Nordsee vom Perm bis in den Jura, also bis zum Beginn der Grabenbildung (Rifting), mit einem sta-

bilen, relativ niedrigen Wärmefluß versehen. Mit Beginn des Rifting muß der Wärmestrom an der Basis ansteigen. Er durchläuft ein Maximum etwa zur Zeit der stärksten Rifting-Aktivität und wird dann wieder absinken auf ein niedrigeres Niveau (Abb. 5). Solche Vorgaben werden als geologisch begründete Annahmen für die Erstellung der Energiebilanz in das Modell eingebaut und später mit Hilfe der Eichparameter aus Schlüsselbohrungen überprüft, korrigiert und verfeinert.

Der Wärmetransport innerhalb der Beckenfüllung selbst wird als Folge der geologischen Prozesse - Ablagerung, Erosion, Hiatus - während der Beckenentwicklung numerisch simuliert. Er zerfällt in einen konduktiven und konvektiven Anteil.

Der Wärmeverlust an der Oberfläche des Beckens wird bestimmt durch die dort herrschenden Randbedingungen, d.h. durch die Temperatur an der Sediment/Wasser-Grenzfläche. Demzufolge sind Abschätzungen über die jeweils dort vorherrschenden paläoklimatischen Bedingungen und die (Paläo-)Wassertiefe bzw. -Wassertemperatur von Bedeutung (Abb. 5).

All diese geologischen Vorgaben werden später durch die Eichung mit gemessenen Daten optimiert und, wenn nötig, korrigiert.

Die Eichung des Systems

Die Kalibrierung des zu simulierenden Systems erfolgt am zweckmäßigsten mit Hilfe von Bohrungen, die an strategisch

wichtigen und repräsentativen Positionen im Becken niedergebracht wurden. Eine Eichung kann jedoch auch auf der Basis von abgeleiteten geologischen Informationen über Stratigraphie, Mächtigkeit und Lithologie einzelner wichtiger Schichteinheiten aus seismischen Daten erfolgen. Dennoch sollte betont werden, daß Schlüsselbohrungen (key wells) zur Eichung der späteren numerischen Simulation vorzuziehen sind. Am besten eignen sich als Eich- oder Prüfparameter die Mächtigkeit des gesamten Sedimentpakets und die Mächtigkeiten einzelner Schichten, erfaßt sowohl in Bohrungen als auch über seismische Sektionen. Weitere Prüfparameter sind Porositätsangaben, Temperaturwerte (Abb. 6) und Daten über die Reife (Abb. 7) der Muttergesteine (Vitrinitreflexion, Steranisomere etc.). Darüber hinaus sind auch Druckangaben von Bedeutung.

Mit Hilfe dieser Prüfparameter wird eine eindimensionale Testsimulation der Schlüsselbohrungen durchgeführt. Dabei werden die gerechneten Werte der Prüfparameter mit den beobachteten aus den Bohrungen durch Optimierungsschritte in Übereinstimmung gebracht (Abb. 6 und 7). Die Übereinstimmung zwischen gerechneten und beobachteten Werten muß innerhalb vorgegebener Fehlergrenzen liegen. Diese Fehlergrenzen sind durch Sensitivitätsanalysen vorher ermittelt worden. Da die Prüfparameter sich gegenseitig beeinflussen, wie z.B. Temperatur-, Reife-, und Porositätswerte, entsteht eine Hierarchie innerhalb dieser Parameter. Dies bedeutet, daß durch die Iterationsschritte und die Optimierung der Rechenergebnisse die jeweils geforderte Parameterübereinstimmung zwischen gerechneten und beobachteten Werten nicht aus der festgelegten Fehlergrenze herauslaufen darf.

Erst dann, wenn alle Testparameter der ausgewählten Schlüsselbohrungen innerhalb der Fehlergrenzen liegen, kann davon ausgegangen werden, daß das konzeptionelle geologische Modell, das für dieses betreffende Becken aufgebaut wurde, der geologischen Realität entspricht. Jetzt kann der nächste Schritt eingeleitet werden, nämlich die dreidimensionale Simulation des gesamten Untersuchungsraumes. Eine schematische Übersicht über das Rechenverfahren zeigt Abb. 8.

Für die 3D-Simulation wird das Untersuchungsgebiet mit einem Gitternetz von etwa 700 Gitterpunkten überzogen (Abb. 9). Die Lage dieser Gitterpunkte wird durch die geologischen Gegebenheiten bestimmt und ist daher unregelmäßig. In der Vertikalen, also in die Beckentiefe hinein, werden bis zu 500 Gitterpunkten ausgewählt. Auch hier ist von Bedeutung, daß die wichtigsten stratigraphischen und lithologischen Einheiten, z.B. relativ dünne Schichten potentieller Erdölmuttergesteine, in Form von 'events' erfaßt werden. Nun wird unter Berücksichtigung der durch die Schlüsselbohrungen optimierten Eingabedaten das gesamte Becken Schicht für Schicht nach Vorgabe der Isopachenkarten auf dem Rechner simuliert. Meist geschieht dies in Zeitschritten von einer Million Jahren.

Typische Ergebnisse der 3D-Simulation sind Karten der einzelnen Erdölmuttergesteine und deren Kohlenwasserstoffpotential für die gesamte Beckenentwicklung. Bei ausreichender Kenntnis der Qualität und Quantität des organischen Ausgangsmaterials (Kerogen) sowie der Mächtigkeit des Muttergesteins kann das Kohlenwasserstoffpotential für j e d e n Zeitabschnitt der Becken-

entwicklung quantitativ dargestellt werden (Abb. 10). Dies wiederum ermöglicht die Anwendung eines Simulationsmodells für die primäre Migration (expulsion efficiency), wodurch die Intensität der regionalen Kohlenwasserstoffabgabe aus dem Muttergestein auch als Funktion der Beckenentwicklung festgelegt wird (Abb. 11 und Abb. 12). Damit ist die Grundlage geschaffen für eine quantitative Voraussage der in einem bestimmten Drainagegebiet eines Beckens gebildeten und abgegebenen Öl-, Kondensat- und Gasmengen. Wichtig ist darauf hinzuweisen, daß auch die Zeitabhängigkeit des Kohlenwasserstoffangebotes durch die numerische Simulation erfaßt wird. Auf der Basis von Strukturkarten und bei Kenntnis von Fangstrukturen kann damit eine gut abgesicherte Prioritätenliste für mögliche Kohlenwasserstofflagerstätten aufgestellt werden, die den Explorationsgeologen in die Lage versetzt, in einem sehr frühen Stadium der Exploration quantitative Angaben über die Bildung, Wanderung und Akkumulation von Kohlenwasserstoffen in einem Sedimentbecken zu machen.

Der Aufbau solcher Beckenmodelle einschließlich der hier geschilderten Simulation der Kohlenwasserstoffbildung und -akkumulation ist bereits auf der Basis seismischer Profile möglich. Dadurch können die kostspieligen Tiefbohrungen wesentlich gezielter angesetzt werden. Insbesondere in Zeiten niedriger Ölpreise dürften computergestützte Modelle der beschriebenen Art rasch Eingang in die Standardmethoden der Erdölexploration finden.

Schlußbemerkung

Die Einführung, Anwendung und Verankerung der numerischen Simulation in die Geowissenschaften wird eine der vorrangigen Aufgaben der quantitativen Geologie sein. Die numerische Simulation geologischer Prozesse darf aber nicht nur als eine Methode zur Lösung komplexer, zu meist nicht linearer Vorgänge betrachtet werden. Vielmehr wird sie auch ein Mittel sein, um geologische Zusammenhänge in ihrer Gesamtheit zu überprüfen und die richtigen Fragen zu stellen. Darüber hinaus wird die von ihr erzwungene synthetische und quantitative Denkweise als Klammer für die stark auseinanderstrebenden geowissenschaftlichen "Spezialdisziplinen" wirken, die in den letzten Jahrzehnten leider ein immer isolierteres Eigenleben entwickelt haben. Andererseits muß man sich stets bewußt machen, daß die aufzubauenden Simulationsmodelle stets an den Fakten aus der geologischen Umwelt gemessen und getestet werden müssen, um nicht ins Theoretische, ins Unrealistische abzugleiten.

Literatur

- Bjørlykke, K., 1983, Diagenetic Reactions in Sandstones, In:
A. Parker and B.W. Sellwood (eds.), Sediment Diagenesis,
169 - 213, D. Reidel Publishing Company.
- Tissot, B.P. and Welte, D.H., 1984, Petroleum Formation and
Occurrence, Springer Verlag, Heidelberg.

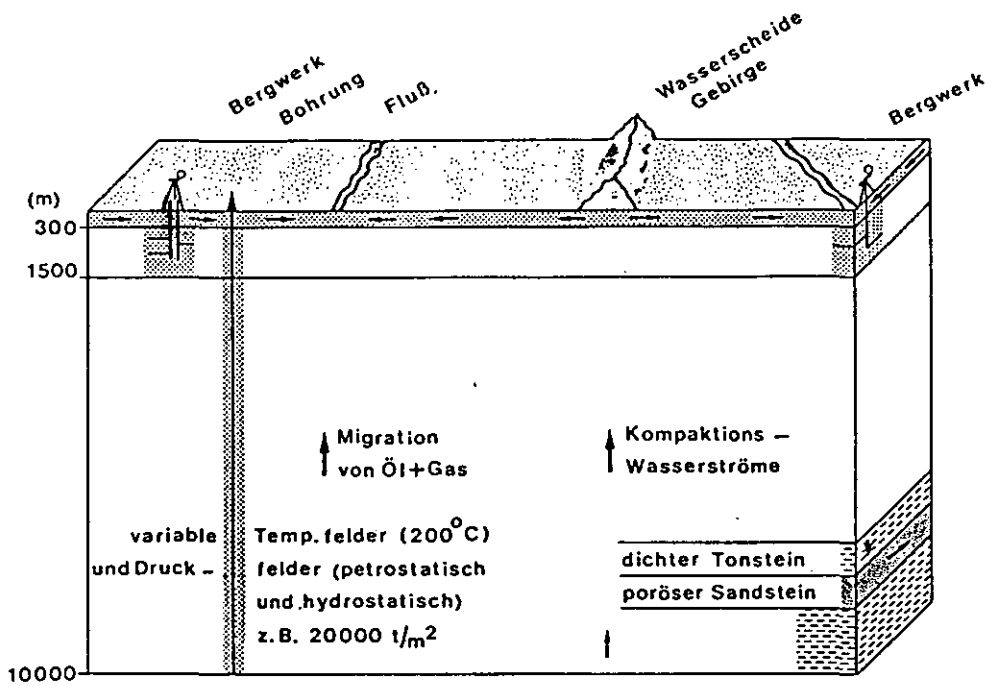


Abb. 1

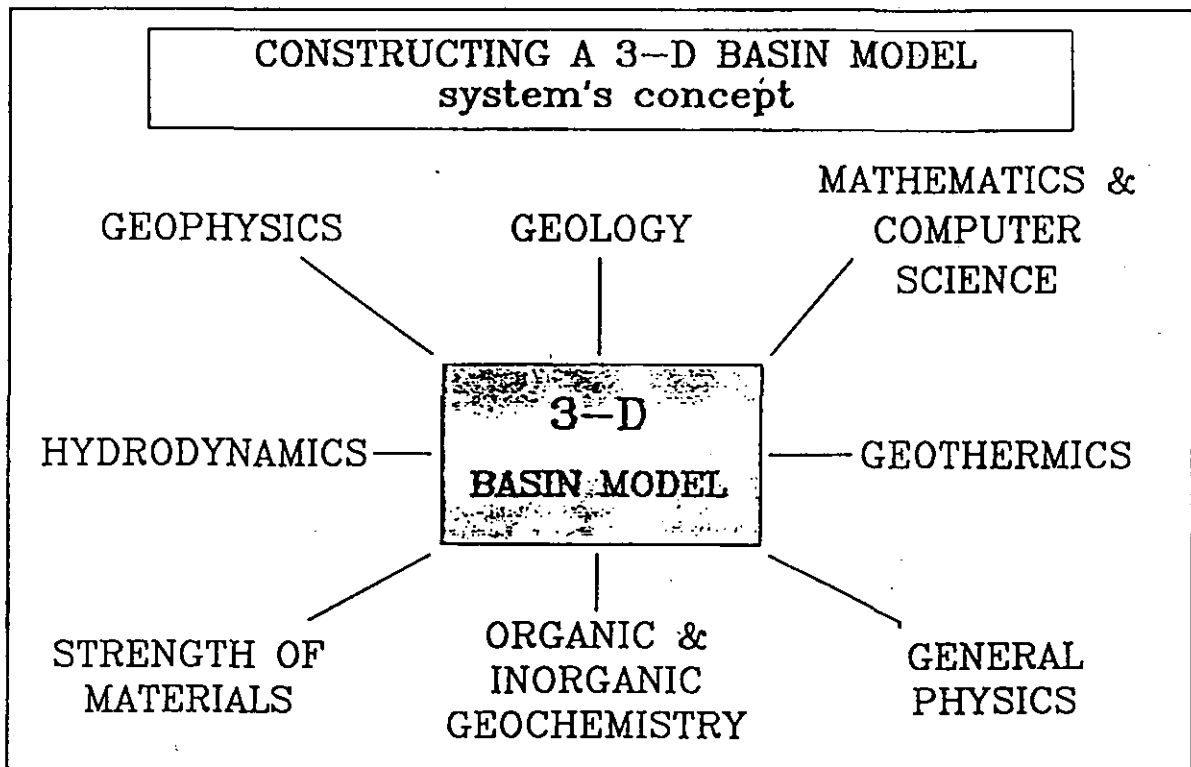


Abb. 2

Definition of Events

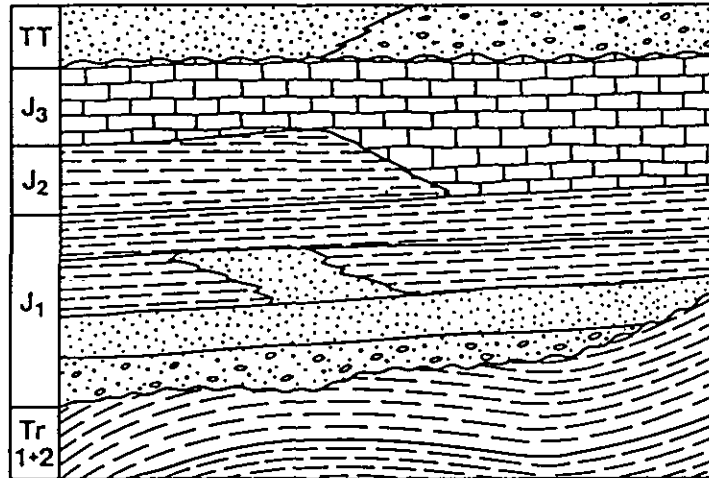


Abb. 3a

Definition of Events

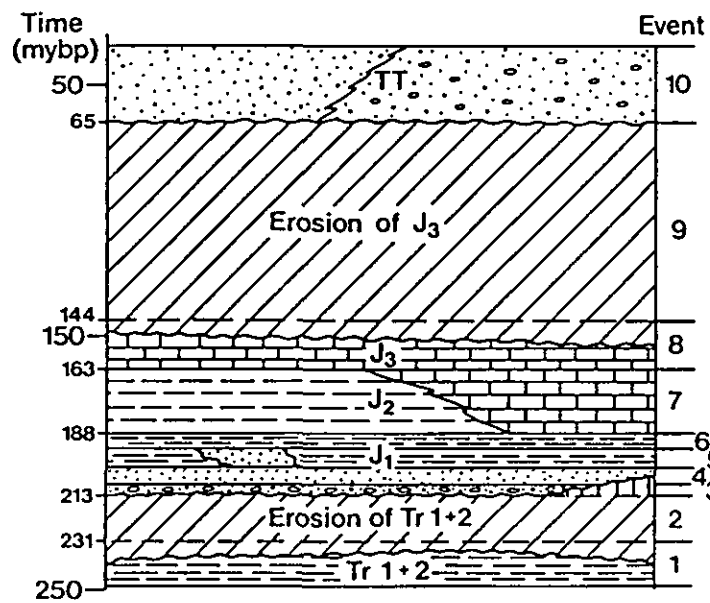
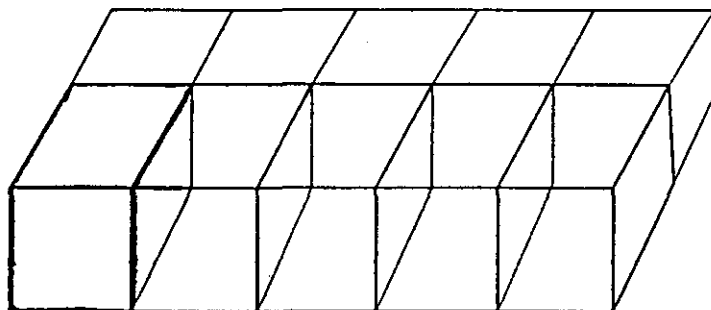


Abb. 3b

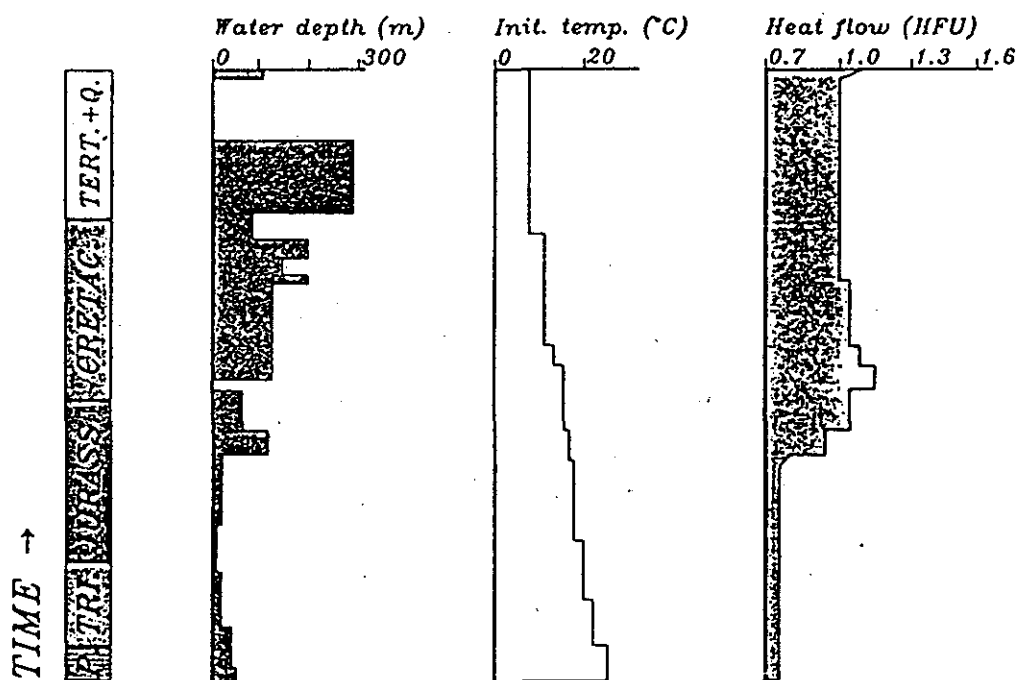
ENERGY AND MASS BALANCE finite difference approach



temperature, pressure, maturity,
physical and thermal properties,
organic geochemical parameters } especially
for source rocks

Abb. 4

1-D SIMULATION IN TEST WELL (INPUT DATA)



IES

Abb. 5 a

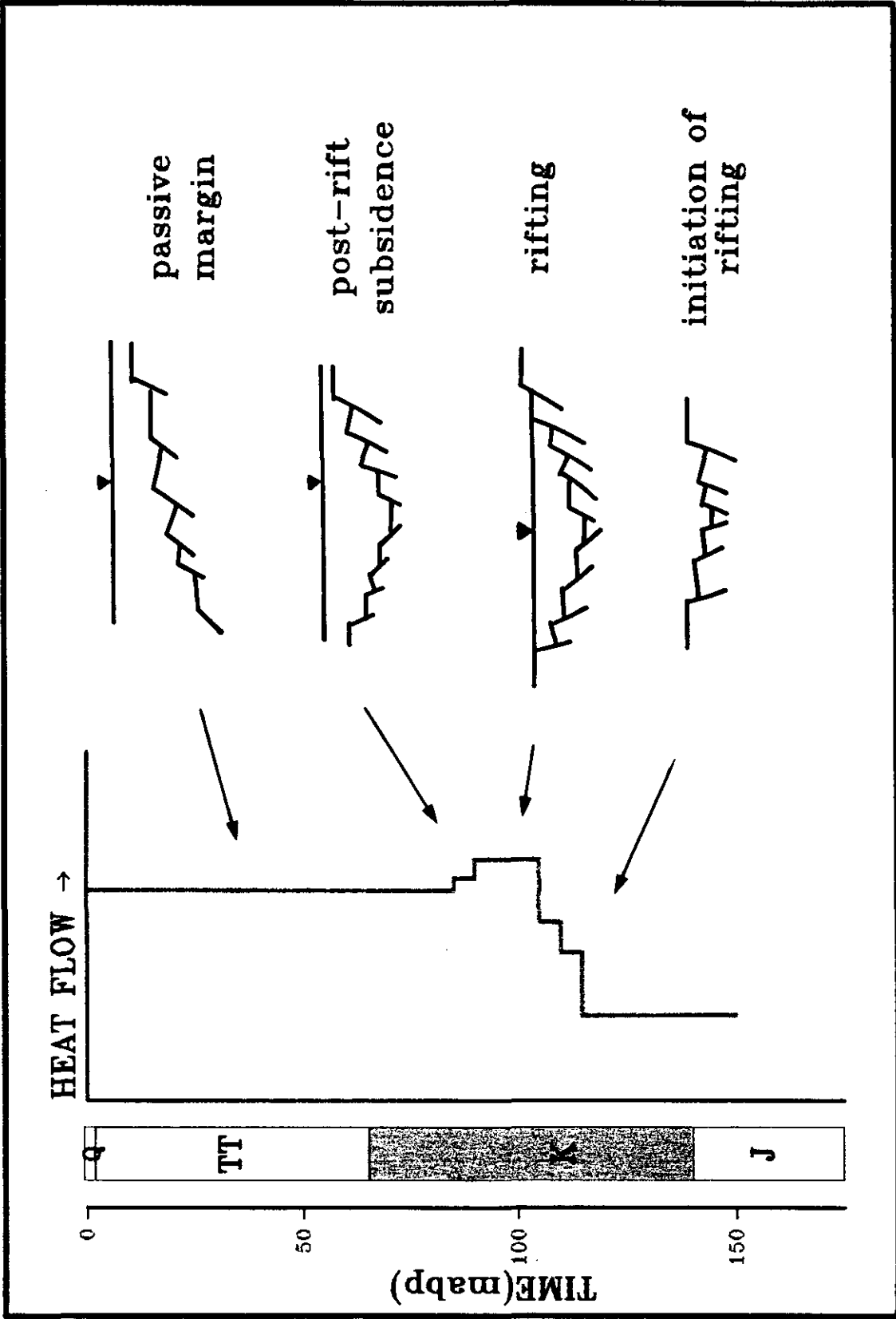


Abb. 5b
siehe Abb. 5a

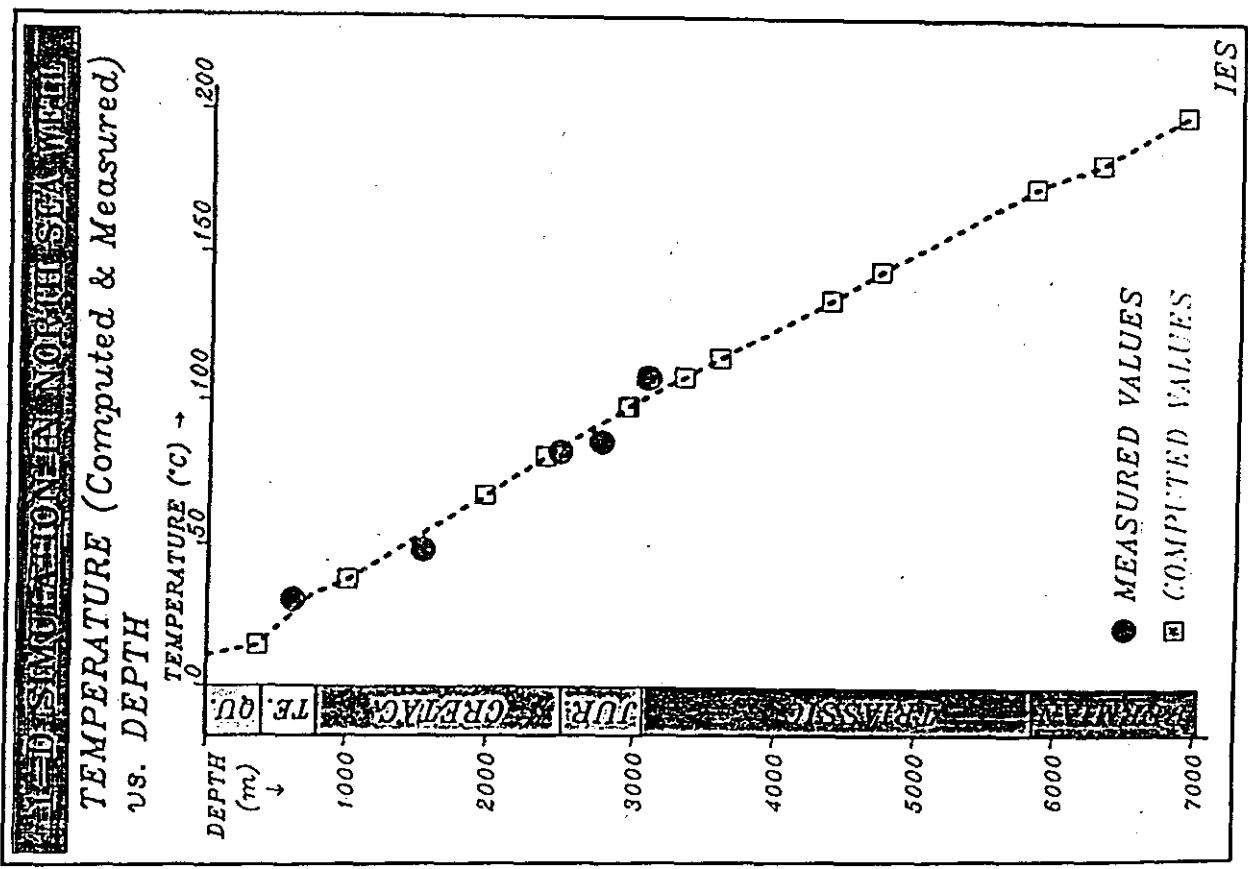


Abb. 6

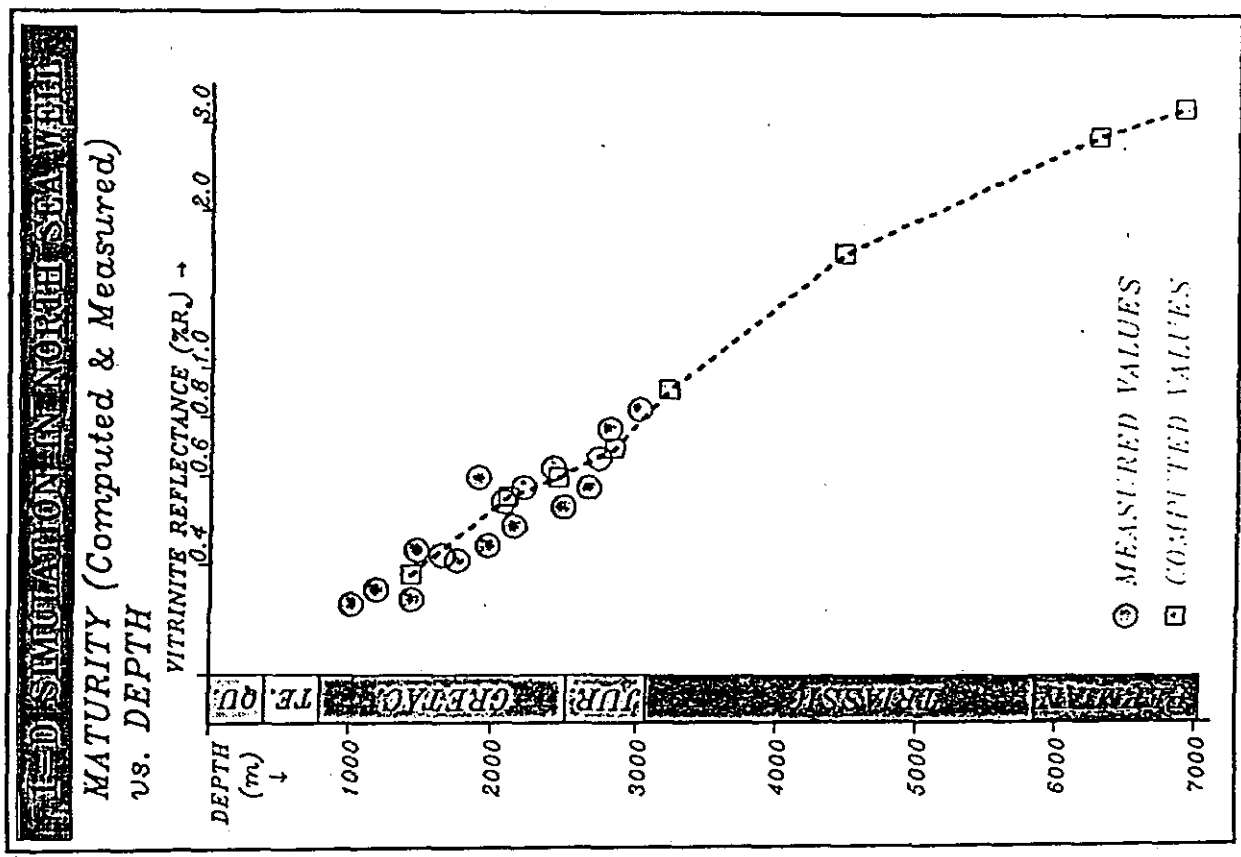
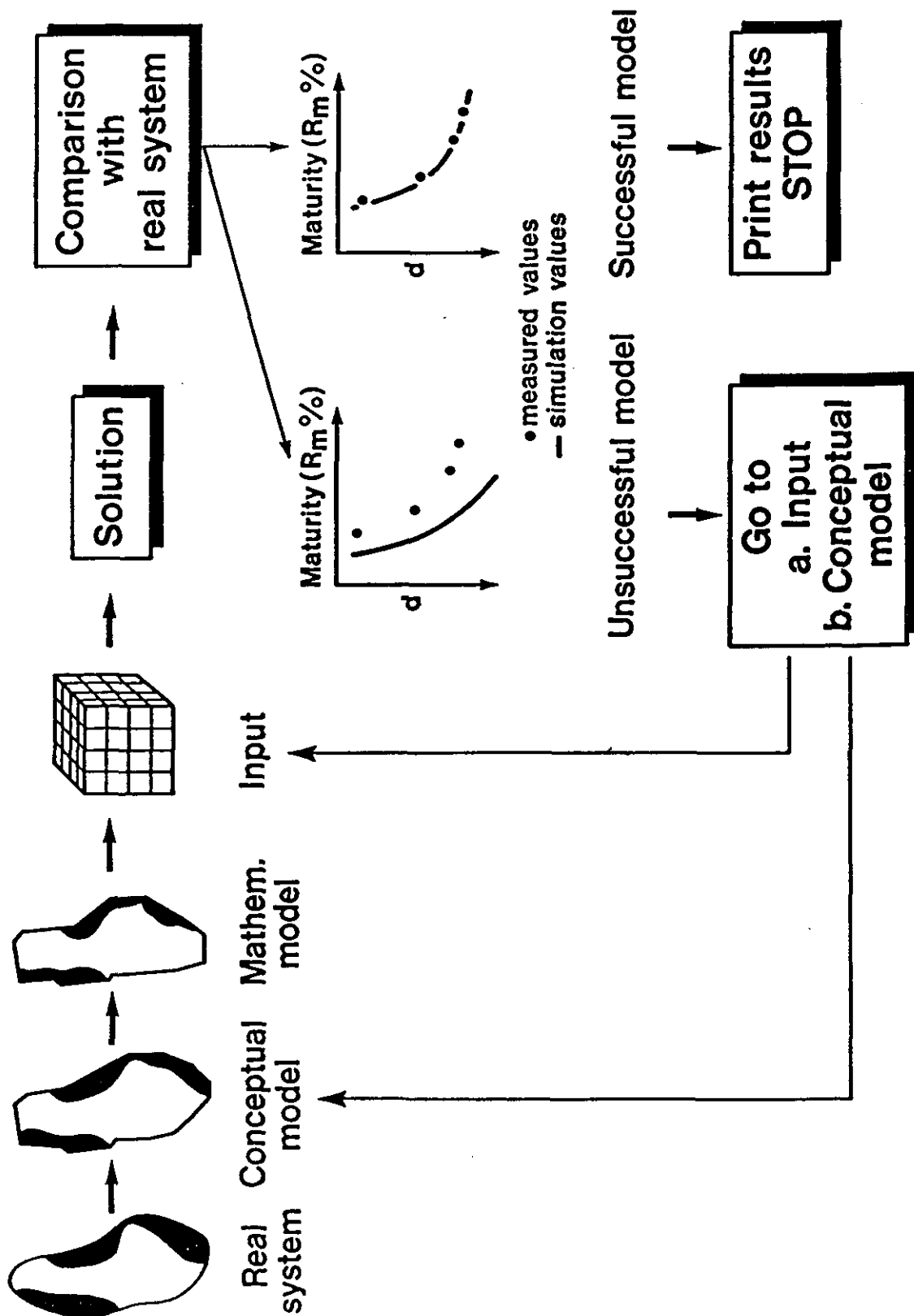


Abb. 7



Description of the study area and example of gridding.

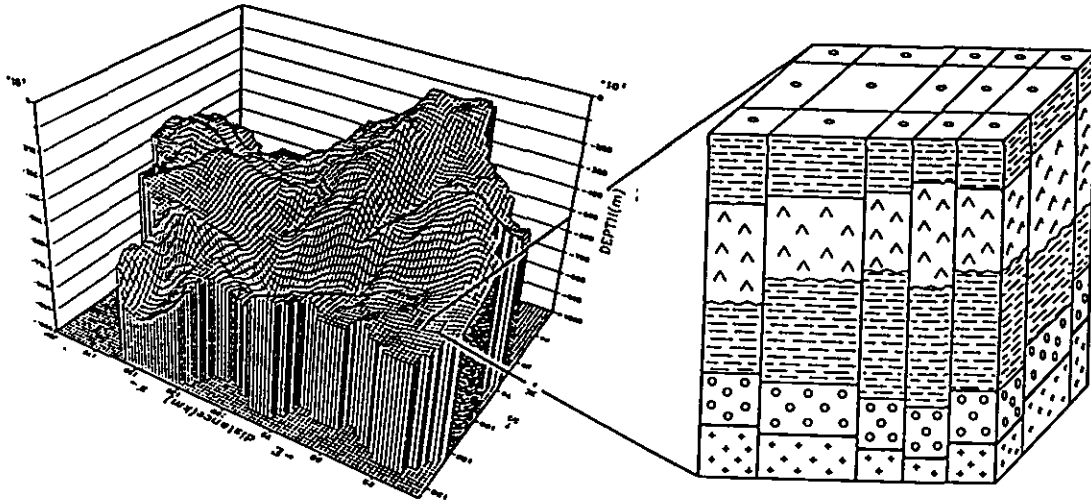
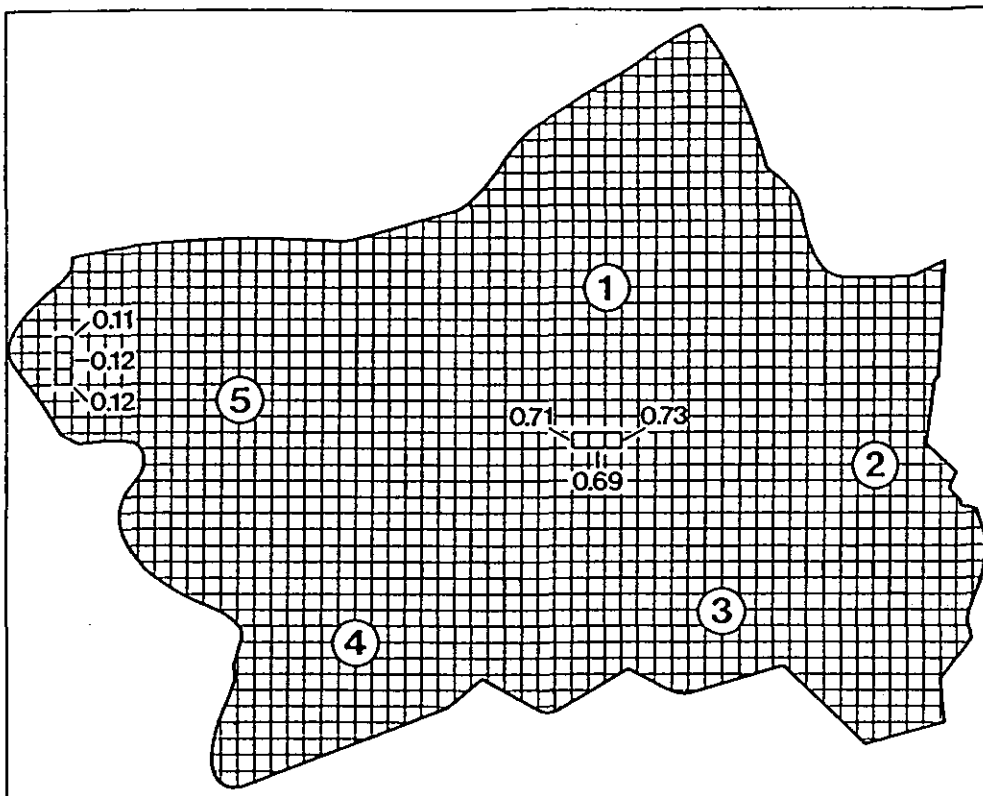


Abb. 9



Study area

Main drainage areas (1 to 5) and oil quantity map of source rock xx

Quantities: :
in 10^6 tons
(metric)

Abb. 10

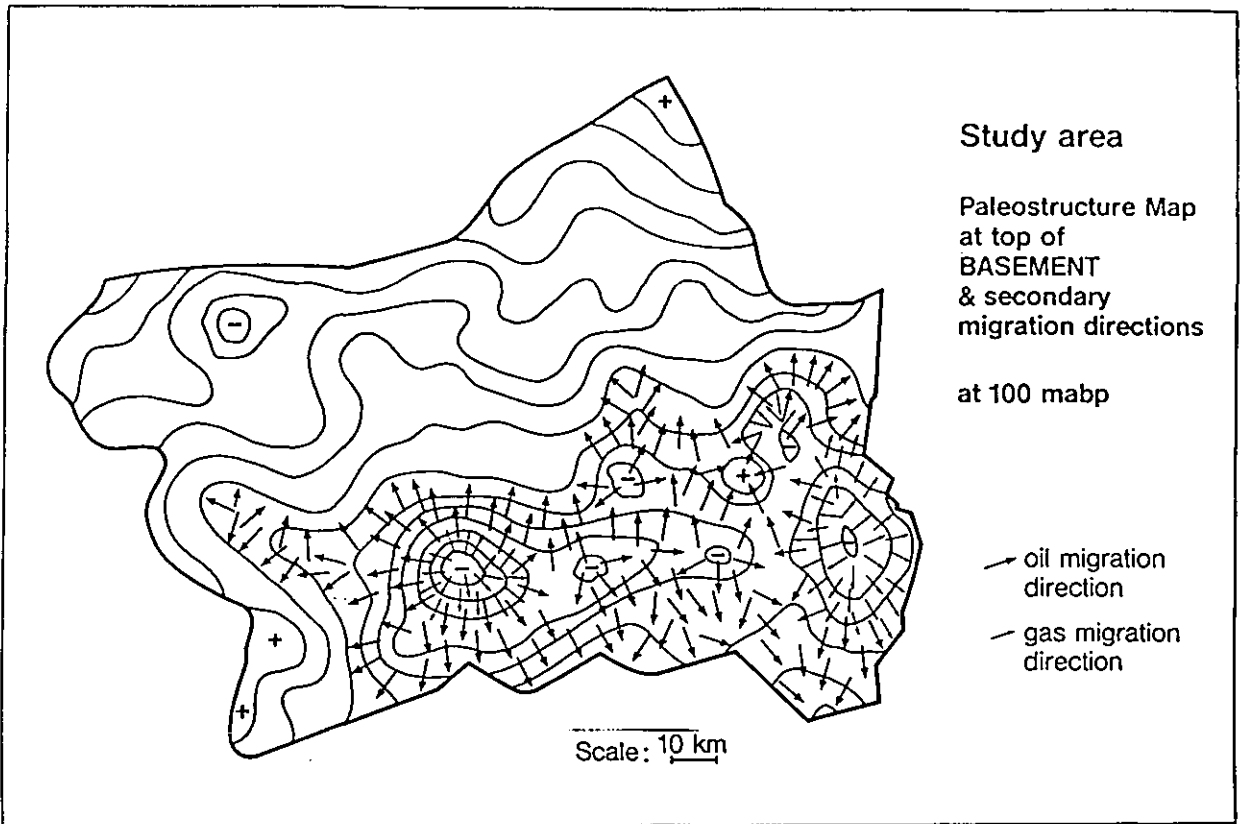


Abb. 11

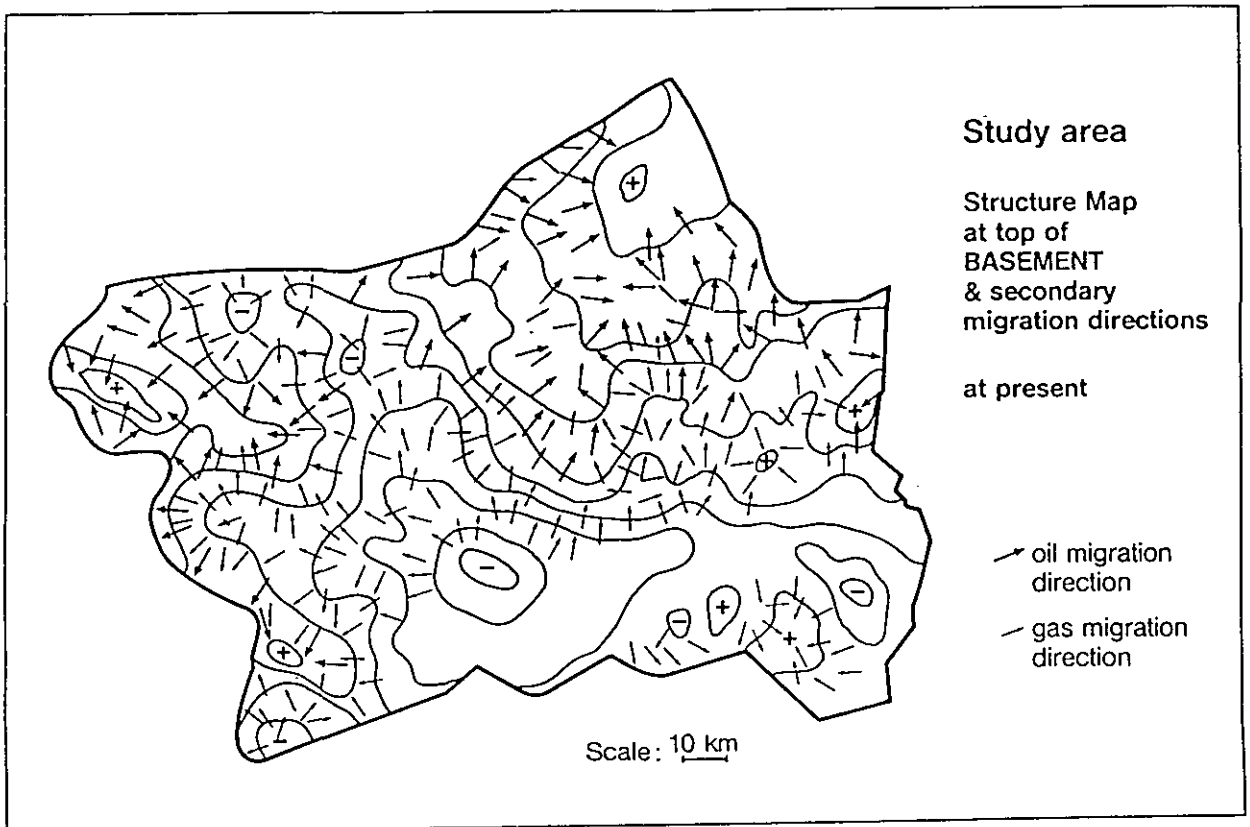


Abb. 12

Dr.-Ing. H.J. Wagner

Systemforschung und Technologische Entwicklung
Programmgruppe der Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Das neuartige horizontal integrierte Energiesystem
- Ein Beitrag zu einer umweltfreundlichen Energieversorgung -

Seminar "Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich"

1./2. Juli 1986

**Das neuartige horizontal
integrierte Energiesystem
- Ein Beitrag zu einer
umweltfreundlichen Energieversorgung -**

**von
H. J. Wagner**

Inhalt:

1. Die Idee - Vertikale gegen horizontale Energieversorgung
2. Der methodische Ansatz - Einsatz eines Energiemodells
3. Szenariorechnungen - Annahmen und Ergebnisse
4. Schlußfolgerungen

Bilder

Literaturhinweise

**Anschrift des Autors: Dr.-Ing. H. J. Wagner
Kernforschungsanlage Jülich GmbH
Systemforschung und Technologische Entwicklung
Postfach 1913, 5170 Jülich,
Telefon: 024 61/31 61**

1. Die Idee - vertikale gegen horizontale Energieversorgung

Während man sich bei Fragen der Energienutzung in der Vergangenheit hauptsächlich quantitativen Aspekten zugewandt hat (Mengenverfügbarkeit, Wirkungsgrade, rationelle Energieverwendung) ist in aktuelleren Betrachtungen der qualitative Aspekt der Energienutzung und -bereitstellung in den Vordergrund getreten - subsummierbar unter dem Schlagwort "Umweltverträglichkeit". Man lernt zunehmend, daß nicht so sehr die Beschränkung der Energievorräte, sondern die begrenzte Aufnahmefähigkeit des Reservoirs Umwelt für Schadstoffe uns viel früher vor ernsthafte Probleme stellt.

Auf die wachsenden Forderungen des Umweltschutzes reagieren die derzeitigen Energietechniken im wesentlichen durch Nachrüstung, was naturgemäß Mehrkosten verursacht. Hinzu kommt, daß immer mehr Stoffströme als Schadstoffströme erfaßt werden. Hat sich das öffentliche Interesse in der Vergangenheit zunächst dem Staubproblem gewidmet, so kam NO_x und SO_2 als Problem hinzu und zukünftig werden weitere, mengenmäßig geringere Emissionen ebenfalls Interesse auf sich ziehen.

Diese Entwicklung soll hier nicht bewertet werden. Sie mag sachliche oder emotionale Gründe haben, als Trend ist sie aber erkennbar.

Treibt man die Reinheitsanforderungen sehr weit, so kommt man unweigerlich in den Bereich exponentiell steigender Kosten für Rückhaltung von Schadstoffen. Die Vermutung liegt nahe, daß es dann auch laterale Lösungsansätze gibt, die zur Zeit, da zu teuer, nicht bedacht werden (Bild 1).

Die Idee des neuartig horizontal integrierten Energiesystems (NHIES) ist eine dieser Lösungsansätze.

Sie ergab sich aus der Erkenntnis, daß die bestehenden Energiesysteme wie "vertikale Säulen" (Bild 2) auf der Umwandlung eines bestimmten Primärenergieträgers stehen und allenfalls in Teilmärkten als Endenergieträger konkurrieren.

"Waagerecht (horizontal)" integrierte Energiesysteme gehen dagegen von der Grundidee aus, jeden Energierohstoff über geeignete Techniken in die Bausteine zu zerlegen, die für die spätere Nutzung gebraucht werden. Hierbei erfolgt zugleich die Reinigung, so daß spätere Emissionen weitgehend vermieden werden (Bild 2).

Ein Gedankenbeispiel für CO_2 und SO_2 soll dies konkreter aufzeigen. Betreibt man z. B. zur Methanolproduktion für die Synthesegasproduktion einen Eisenbadvergaser alleine, so muß man aufgrund des hohen CO-Gehaltes im Rohgas konvertieren - und damit CO_2 freisetzen -, um die Methanolsynthese bedienen zu können. Betreibt man aber z. B. zusätzlich die Erdgasspaltung, die H_2 -Überschuß liefert, so kann man die CO_2 -Emissionen vermeiden und im Synthesegas ein stöchiometrisch richtiges Verhältnis der Methanolsynthese darbieten. Im übrigen fällt bei allen Verfahren der Schwefel bei der Gasproduktion heraus. Es entsteht aus schwefelhaltigen Primärenergieträgern ein schwefelfreier Endenergieträger.

2. Der methodische Ansatz - Einsatz eines Energiemodells

Mögliche Technologiekombinationen im Rahmen des vorgestellten Konzeptes auf ökologische und Kostenvorteile hin, in Konkurrenz zu bestehenden Energiesystemen zu untersuchen, ist ein systemanalytischer Ansatz der Arbeiten.

Eine statische Betrachtungsweise reicht dabei nicht aus, da über längere Zeiträume hinweg - teilweise schwer abschätzbare - Entwicklungen, die Einfluß auf Energienachfrage und Energieversorgung haben, berücksichtigt werden müssen. Stichworte, wie Bevölkerungsentwicklung, BSP usw. verdeutlichen dies.

Methodisch gesehen ist der Einsatz von Energiemodellen angezeigt. Dies sind hochdetaillierte, computergestützte Instrumentarien. In ihnen wird die Energieversorgung von der Primärenergieebene (Importe, Förderung) über alle existierenden und möglichen Energieumwandlungsstationen bis hin zur Energiedienstleistung (z. B. Pkw-km, Raumwärme) in einem Programm abgebildet. Bei der verwendeten Methode des Linear Programming wird jede Technologie nach Kosten, Massenströmen, Umweltströmen beschrieben und im Optimierungsverfahren unter der Zielfunktion volkswirtschaftlicher Kostenminimierung ausgewählt. Dabei können als restriktive Randbedingungen Auflagen, wie beispielsweise Emissionen, vorgegeben werden und die darauf erfolgende Reaktion des Systems analysiert werden.

Das verwendete Rechenprogramm ist unter dem Namen MARNES^x bekannt. Es basiert seitens der Software auf dem im Rahmen einer internationalen Kooperation unter dem Schirm der IEA-Agentur in Brookhaven (BNL) und Jülich (KFA) entwickelten MARKAL^{xx}-Programms.

^x MARNES = MARkal for New Energy Systems

^{xx} MARKAL = MARket ALlocation Model

MARNES besteht aus einem NHIES-Modell und einem konventionellen Energiesystem-Modul. Der NHIES-Modul beinhaltet eine Zusammenschaltung von ca. 70 Technologien. Der konventionelle Modul besteht aus 4 Sektoren, dem

Elektrizitätssektor: Kraftwerke verschiedener Lastbereiche, basierend auf Kernenergie, Kohle, Gas, Öl und Wasserkraft; Transport und Verteilungsnetz; Stromverbraucher (Haushalte, Industrie, Verkehr); plus Rückhalteeinrichtungen für Stickoxide und Schwefeldioxid.

Raffineriesektor: durchschnittliche deutsche Raffinerie plus Produktentschwefelung, Benzin bleifrei; Mineralöl(produkten)verbraucher; plus Rückhalteeinrichtungen für NO_x und SO_2 .

Gassektor: Transport- und Verteilungsnetz; Speichereffekte; Gasverbraucher (Haushalt, Industrie) und Rückhalteeinrichtungen.

Kohlesektor: Verteilung und Verbraucher (Industrie, Haushalte) plus Rückhalteeinrichtungen.

Ca. 150 Technologien sind zur Beschreibung dieser Sektoren abgebildet. Jede Technologie kann als LP-Bestandteil verstanden werden als "Black Box", die charakterisiert wird durch die Parameter.

Inputströme: Energie- und/oder Massenströme

Outputströme: Energie- und/oder Massenströme (einschl. Emissionen)

Kosten: Kapital- und sonstige fixe Kosten (Versicherung, Steuer, etc.), variable Kosten (Instandhaltung, Arbeitskosten)

Die Technologien sind über Massen- und/oder Energieströme miteinander verkoppelt. Man erhält somit ein Energie- und Massenflußmodell, das die Primärenergieträgermengen über die Umwandlungs-, Transport- und Endnutzungsstufen mit den Nutzenergievektoren (gefahrenre Pkw-km, Raumwärme etc.) verbindet. Dabei ist jeder Schritt in der Kette mit seinen spezifischen Kosten - und häufig mit seinen Emissionen - berücksichtigt. Die Kosten werden in der Zielfunktion aufaddiert und in der Optimierung durch die Auswahl der Versorgungsketten in der Summe minimiert. Die Emissionen werden in Bilanzgleichungen erfaßt und können über Constraints (z. B. Upper Limits) in ihrer erlaubten Höhe begrenzt werden).

! Zur Lösung der Problematik kann das Modell zwischen den Möglichkeiten des konventionellen Energiesystems und dem NHIES-System wählen.

Angesteuert wird das Modell durch ein exogen vorgegebenes Nutzenergieszenario auf der Endverbraucherebene. Dieses Szenario wird durch ein Simulationsmodell aus exogenen Parametern wie BSP-Wachstum, Energiepreisen, Einsparrate etc. erstellt. Der Zeithorizont des Modells beträgt 50 Jahre, die in acht 5-Jahres-, respektive 10-Jahresperioden aufgeteilt sind.

3. Szenariorechnungen - Annahmen und Ergebnisse

Modellrechnungen sind Szenariorechnungen.

Ein Szenario umfaßt als "Wenn-Dann-Denkspiel" eine mögliche Energienachfrage, eine mögliche Rollenverteilung unter den Energieträgern, Annahmen über Stand und zukünftige Entwicklung verschiedener Technologien sowie ein Bündel energiepolitischer Maßnahmen.

Szenarien sind keine Prognosen, sie dienen zur Absteckung des energiepolitischen Handlungsspielraumes.

Das verwendete Energiemodell kann die Fragen der Möglichkeiten und Konsequenzen der Einführung von neuen Energietechniken nur innerhalb seines modellhaften Konzeptionsraumes beantworten. Es muß deshalb um Erwägungen rechtlicher Art, Wirtschafts- und Unternehmerstrukturgesichtspunkten und um betriebswirtschaftliche Betrachtungen ergänzt werden. Dies geschieht außerhalb des Modells.

Als "Basiszenario"^x wurde eine zukünftige Entwicklung unterstellt, die in ihrer Grundphilosophie den derzeit weit verbreiteten Erwartungen entspricht (z. B. PROGNOSE, Deutsche SHELL)^{xx}. Es könnte als "business as usual" bezeichnet werden, bei dem im Hintergrund steht, daß keine tiefgreifenden und lang anhaltenden gesellschaftlichen, wirtschaftlichen, politischen und militärischen Krisen auftreten. Das heutige Wirtschaftssystem und die weltweite wirtschaftliche Verflechtung bleiben erhalten. Die erwartete Stromnachfrage wurde gegenüber einigen veröffentlichten Prognosen etwas nach unten korrigiert (knapp 1 % p. a. bis 2000), um eine mehr "konservativ" orientierte Rechnung zu erhalten. Wichtige Grundannahmen enthält Tabelle 1 und Bild 3.

^x MARNES-Rechenfall 15

^{xx} siehe hierzu auch:

Synopse und Beurteilung aktueller Energieprognosen

- Untersuchung des IFO-Instituts für Wirtschaftsforschung -

Herausgegeben vom BDI, Köln, April 1986

Zeitraum	1980/85	2000/2010	2030
BSP-Wachstum %/a	bis 2000: 1,8	ab 2000: 0,2	
BSP-Index	100	150	148
Wohnbevölkerung (Mio Personen)	61	58	46
BSP/Kopf (TDM 1976)	20,6	30,0	40
Personenverkehr (Mrd km/a)	324	369	298
	Abnahme des spezifischen Verbrauchs (z. B. Benzinerflotte: 1983: 10 l/100 km - 2030 : 7,5 l/100 km)		
Güterverkehr (Mrd Tkm/a)	246	314.5	299
- Straße	137	202	190
- Schiene	61	60.5	59
- Wasser	48	52	50
Strukturwandel	Industrieanteil an BSP leicht rück- läufig, Grundstoffindustrieanteil rückläufig		
Anteil Industrie an BSP %	32,0	30,4	30
Anteil Grundstoff- industrie an BSP %	7,4	5,8	5,8
Stahlerzeugung (Mio t/a)	38	36	35
Nutzenergie für Prozeßwärme (TWh/a)	300	281	220
Nutzenergie für Raumwärme (TWh/a)	600	579	471
	20 % Wohnflächenzuwachs bis 2000 werden durch Energieinsparmaßnahmen kompensiert		
Nutzenergie für Licht und Kraft (TWh/a)	193	245	242

Tabelle 1: Grundannahmen des "Basisszenarios"

Über diese grundsätzlichen Szenarioannahmen hinaus wurden für die Rechnungen mit dem Modell einige Restriktionen eingeführt, die sich aus politischen und physischen Erwägungen heraus ergeben. Dies ist erforderlich, weil die im Modell verwendete Zielfunktion der Kosten nicht politische Vorgaben, wie z. B. die Erhaltung der deutschen Steinkohleförderung aus versorgungspolitischen und arbeitsmarktbedingten Gründen, erfassen kann, ebenso wenig, wie sie Förderobergrenzen, die z. B. aus der zumutbaren Flächennutzung des Braunkohletagebaus abzuleiten sind, berücksichtigen kann.

Diesen erforderlichen Restriktionen trägt man in den Modellrechnungen durch Vorgabe von Grenzen (Bounds), die nicht über- bzw. unterschritten werden dürfen, Rechnung. Die wichtigsten Vorgaben waren in den Rechnungen:

für die Steinkohle: eine Mindestfördermenge von 75 Mio t/a, die nach 2000 sukzessive bis auf 40 Mio t/a gesenkt wird,

für die Braunkohle: eine Obergrenze von 130 Mio t/a und eine Untergrenze von 110 Mio t/a, die im Laufe der Zeit auf 50 Mio t/a zurückgenommen wird.

Darüber hinaus wurde angenommen, daß nicht mehr als 50 % der Haushalte mit Gas und nicht mehr als 15 % mit Fernwärme wirtschaftlich versorgt werden können, da höhere Versorgungsgrade immer die Versorgung von Gebieten mit geringeren Energiedichten bedeuten, was bei leitungsgebundenen Energieträgern zu überproportionalen Kostensteigerungen führt.

Ferner wurden Obergrenzen des Kohleeinsatzes bei der Prozeßwärmeerzeugung eingeführt, die Randbedingungen wie fehlende Flächen für den zusätzlichen Platzbedarf und Nutzungsnachteile berücksichtigen, sowie Untergrenzen für Strom und Prozeßwärme, da hier auch ein Teil des Kraftbedarfs sowie Strom für Regelzwecke und sonstige Anwendungen wie Schmelzvorgänge unter diesem Begriff subsummiert sind.

Die sich im Basisszenario ergebende Primärenergieträger- und Endenergieträgerstruktur ist in den Bildern 4 und 5 wiedergegeben. Die Aufteilung der Endenergieträgerstruktur zeigt Bild 6. Anzumerken ist, daß der nichtenergetische Verbrauch in den Darstellungen unberücksichtigt ist.

Der Abfall des Energieverbrauchs nach 2000 resultiert im wesentlichen aus der Bevölkerungsentwicklung.

Auf der Umweltseite werden die bestehenden gesetzlichen Maßnahmen berücksichtigt (GFAVO, TA-Luft 3, EG-Verkehrsbeschlüsse). Entsprechend fallen die Emissionen an SO_2 und NO_x ab (Bilder 7 und 8), während die CO_2 als Folge der Kernenergienutzung zurückgehen (Bild 9).

Vor dem Hintergrund dieses Basisszenarios wird nun untersucht, unter welchen Bedingungen die neuartigen horizontal integrierten Energieversorgungssysteme (NHIES) oder Teile von ihnen in Lösung gehen. Dazu errechnet dann das Modell unter Einhaltung aller Randbedingungen die kostengünstigste Allokation aller Technologien als Funktion der Zeit. Hierbei spielt auch die Wahl der Diskontrate eine Rolle, da die diskontierten Kosten in die Zielfunktion eingehen. Die Diskontrate wirkt wie der Vergrößerungsfaktor eines bei der Betrachtung umgedrehten Fernglases: Je weiter weg (in der Zeit) eine Investition liegt, desto mehr wird sie verkleinert, je größer die Diskontrate ist, desto stärker ist die Verkleinerung. Man berücksichtigt also über die Einführung einer Diskontrate in die LP-Rechnung das Verhalten des Menschen, der eine naheliegende Entscheidung für wichtiger hält als eine in Zukunft zu treffende Entscheidung.

Im vorliegenden Fall wurde mit einem (realen) Diskontfaktor von 5 %/a gerechnet, der bei langfristigen volkswirtschaftlichen Betrachtungen häufig verwendet wird.

Die ursprünglich vermutete Lösungsvariante, daß NHIES nur bei sehr weitgehenden Emissionsrestriktionen (Endvorgabe: SO_2 -Ausstoß ≤ 10 % der 1980er Wertes, NO_x -Ausstoß ≤ 15 % des 1980er Wertes) erfüllte sich nicht. Auch bei Umweltannahmen

wie im Basisfall griff das Rechenmodell auf Techniken des NHIES zurück^x. Insgesamt zeigte sich, daß das Modell aus Kostengründen Teile der Braunkohle aus der Verstromung abzieht, zu Methanol veredelt und dieses auf Kosten von Mineralöl im Wärmemarkt einsetzt (Bilder 10, 11, 12, 13). Im wesentlichen schließt Kernenergie die Lücke in der Stromerzeugung.

4. Schlußfolgerungen

Die vorgestellten beiden Rechenläufe sowie eine Reihe weiterer Rechnungen und Sensitivitätsanalysen lassen folgende derzeitigen Schlußfolgerungen zu:

- Nicht nur bei extremen Anforderungen an die Rückhaltung von SO_2 und NO_x gehen Techniken des konzipierten neuartigen Energieversorgungssystems in Lösung, sondern auch bei den bestehenden Anforderungen.
- Es besteht ein starker Trend aus Gründen minimaler volkswirtschaftlicher Kosten, die Braunkohle zu Methanol zu veredeln und dieses im Wärmemarkt einzusetzen.
- Das neuartige horizontal integrierte Energieversorgungssystem wird dabei in der Regel nie als kompletter starrer Verbund aller darin möglichen Techniken (Elektrolyse, RSO, CO-Turbine, Molten Iron Bath, WKV, HKV, Methanolsynthese) eingesetzt, sondern komponentenweise Einzeltechniken in Verbindung mit vertikalen Techniken.
- Es existiert ein Gap zwischen den Betrachtungsweisen auf rein volkswirtschaftlicher Ebene (Modellrechnung mit dem Kostenbonus der Verbundwirtschaft) und der einzelbetriebswirtschaftlichen Sicht, die Entscheidungen in einer Marktwirtschaft bestimmen.
- Analysen im Hinblick auf die längerfristig zu erwartende zunehmende "Verschmutzung" fossiler Primärenergierohstoffe stehen noch aus.

^x MARNES-Rechenfall 16

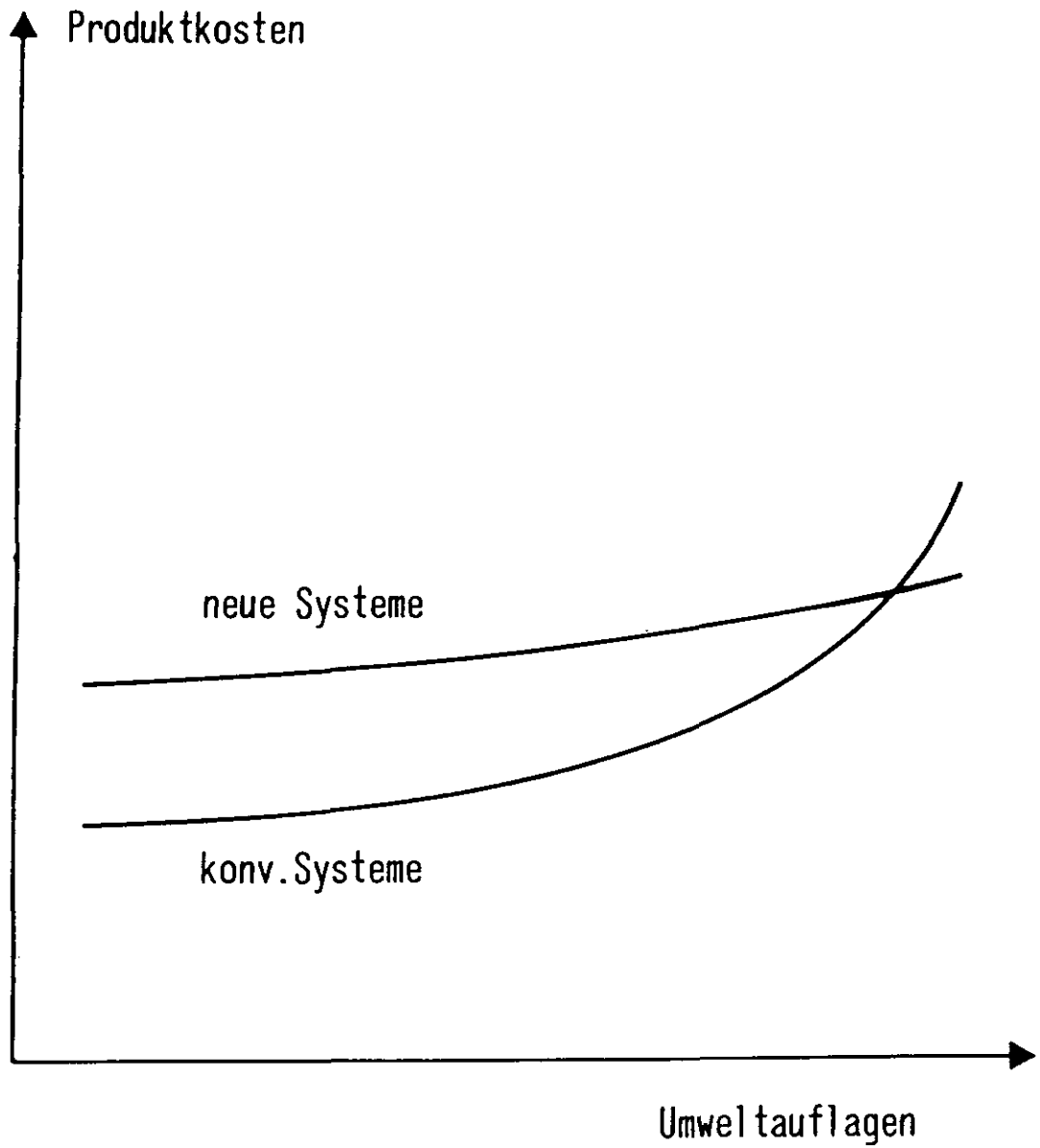


Bild 1: Wettbewerbsverschiebungen aufgrund von Umweltauflagen

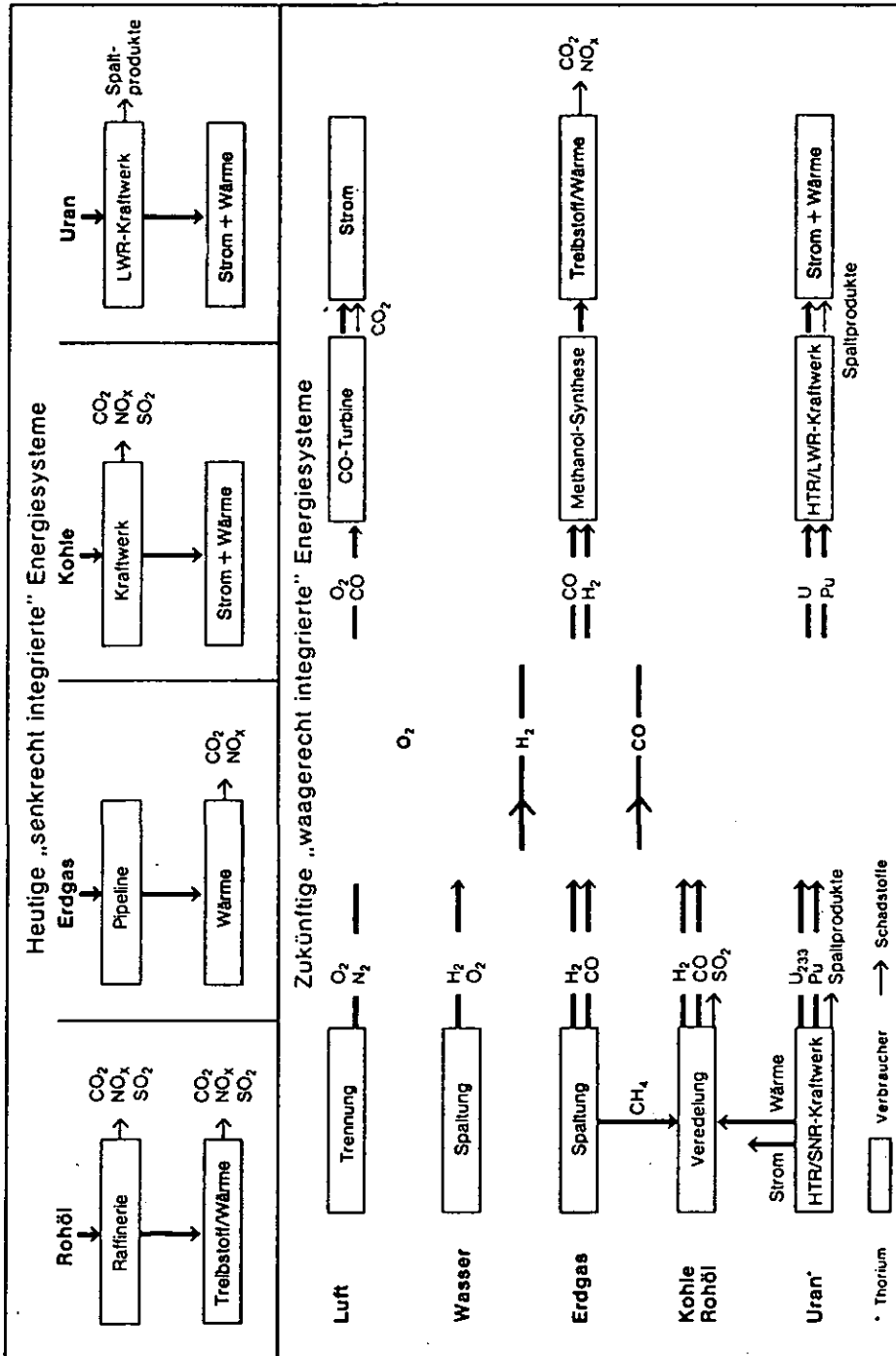


Bild 2: Die Idee der horizontalen Integration von Energiesystemen

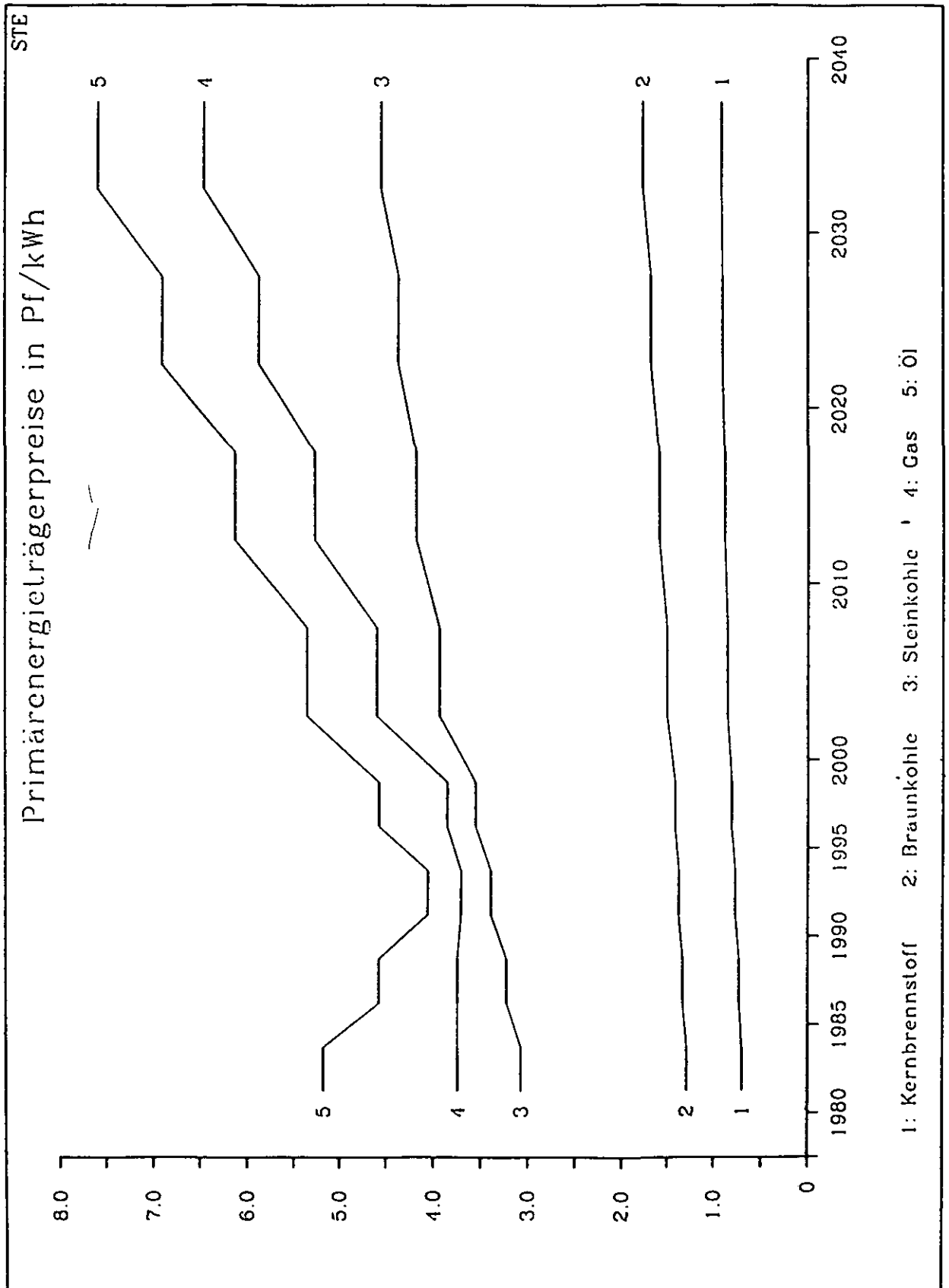


Bild 3: Basisszenario

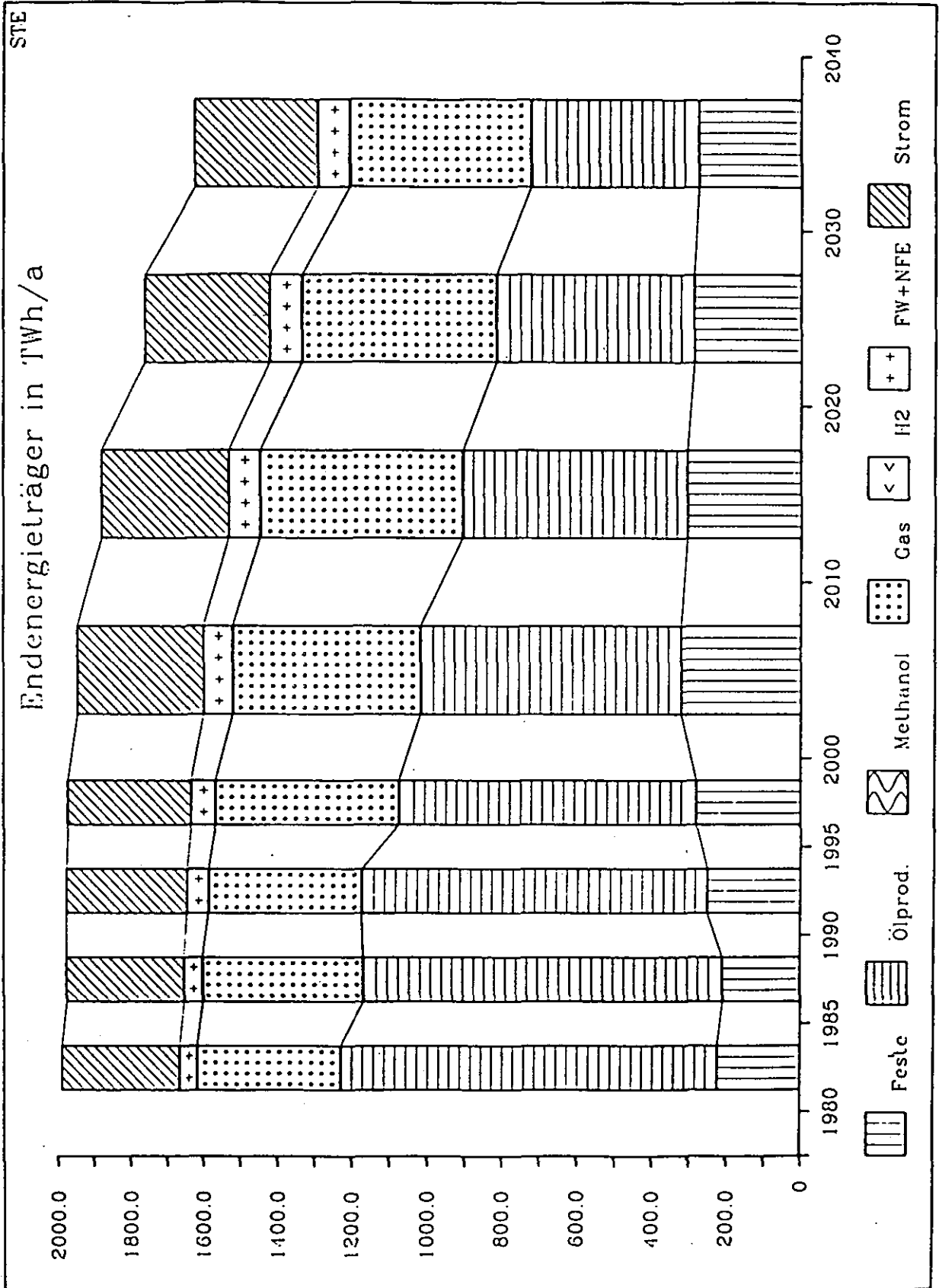


Bild 5: Basisszenario

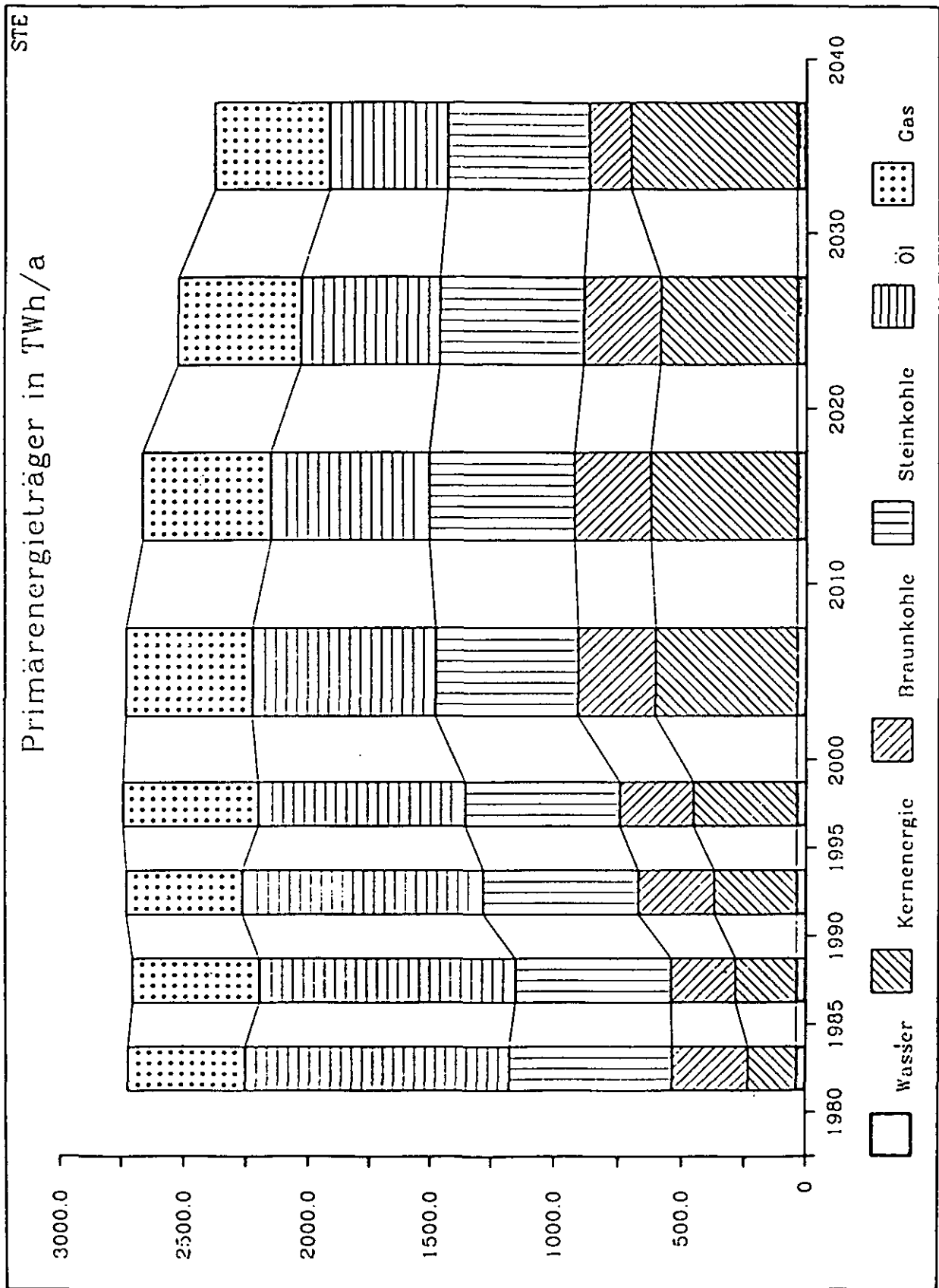


Bild 4: Basisszenario

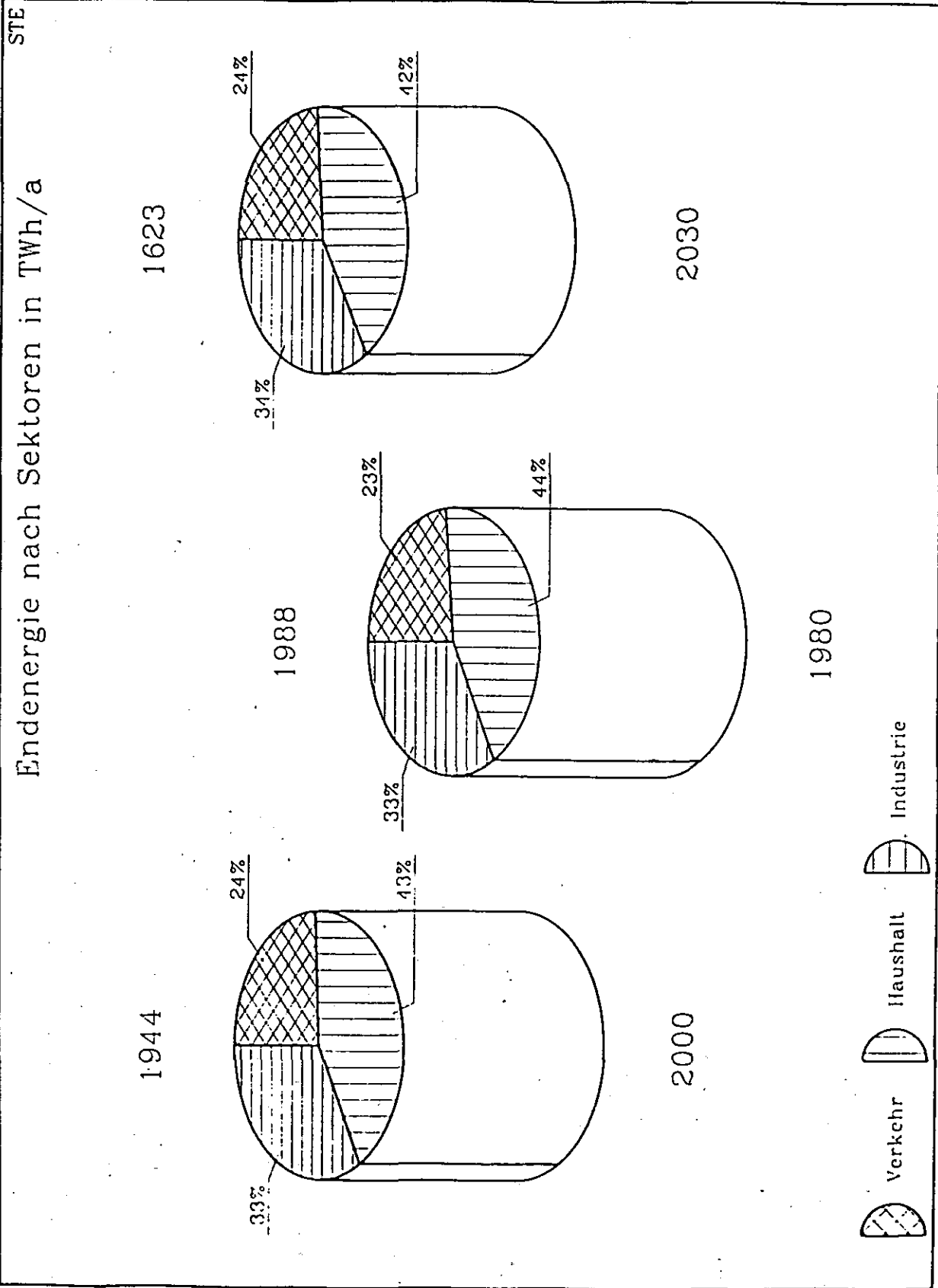


Bild 6: Basisszenario

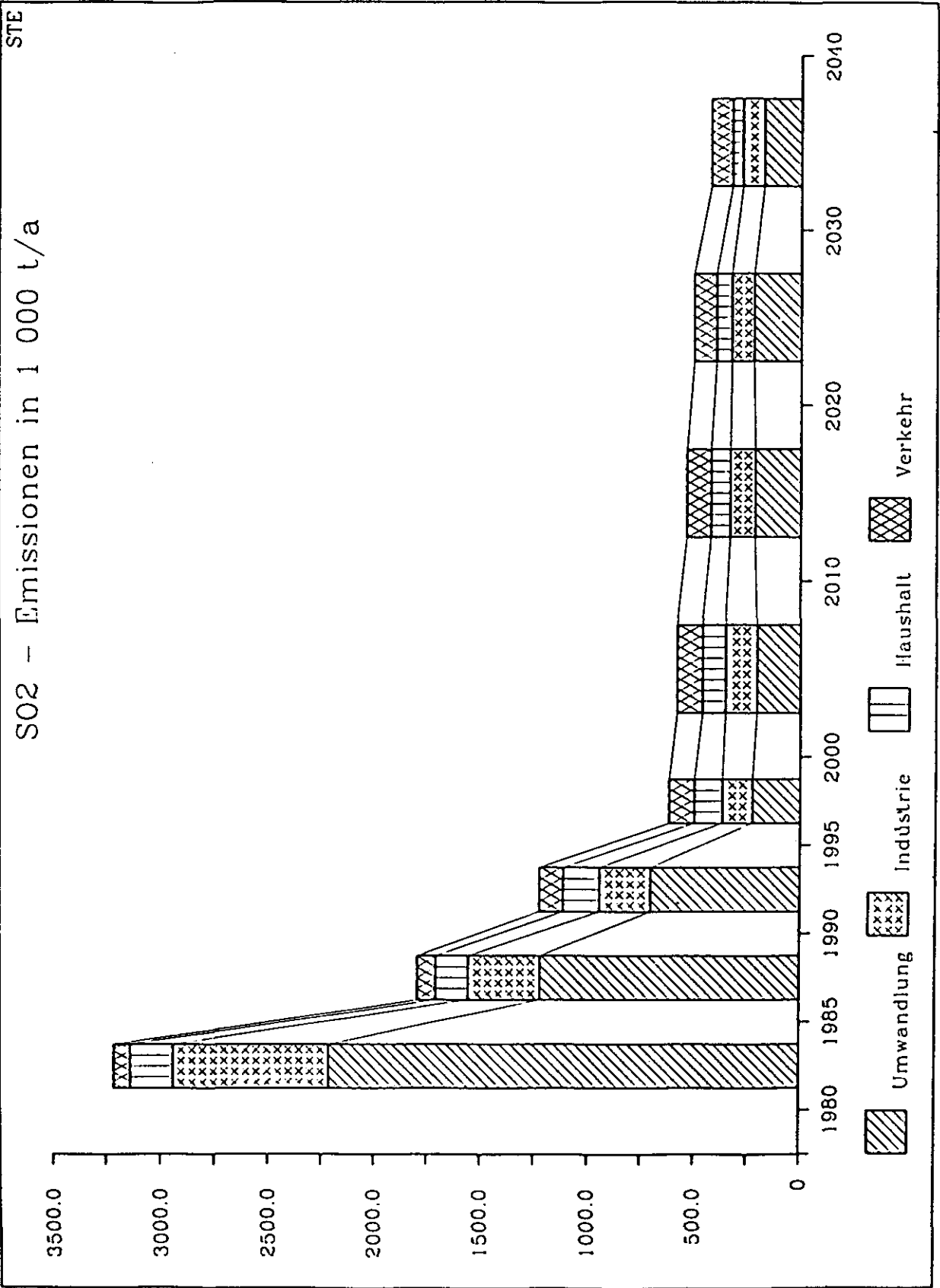


Bild 7 : Basiszenario

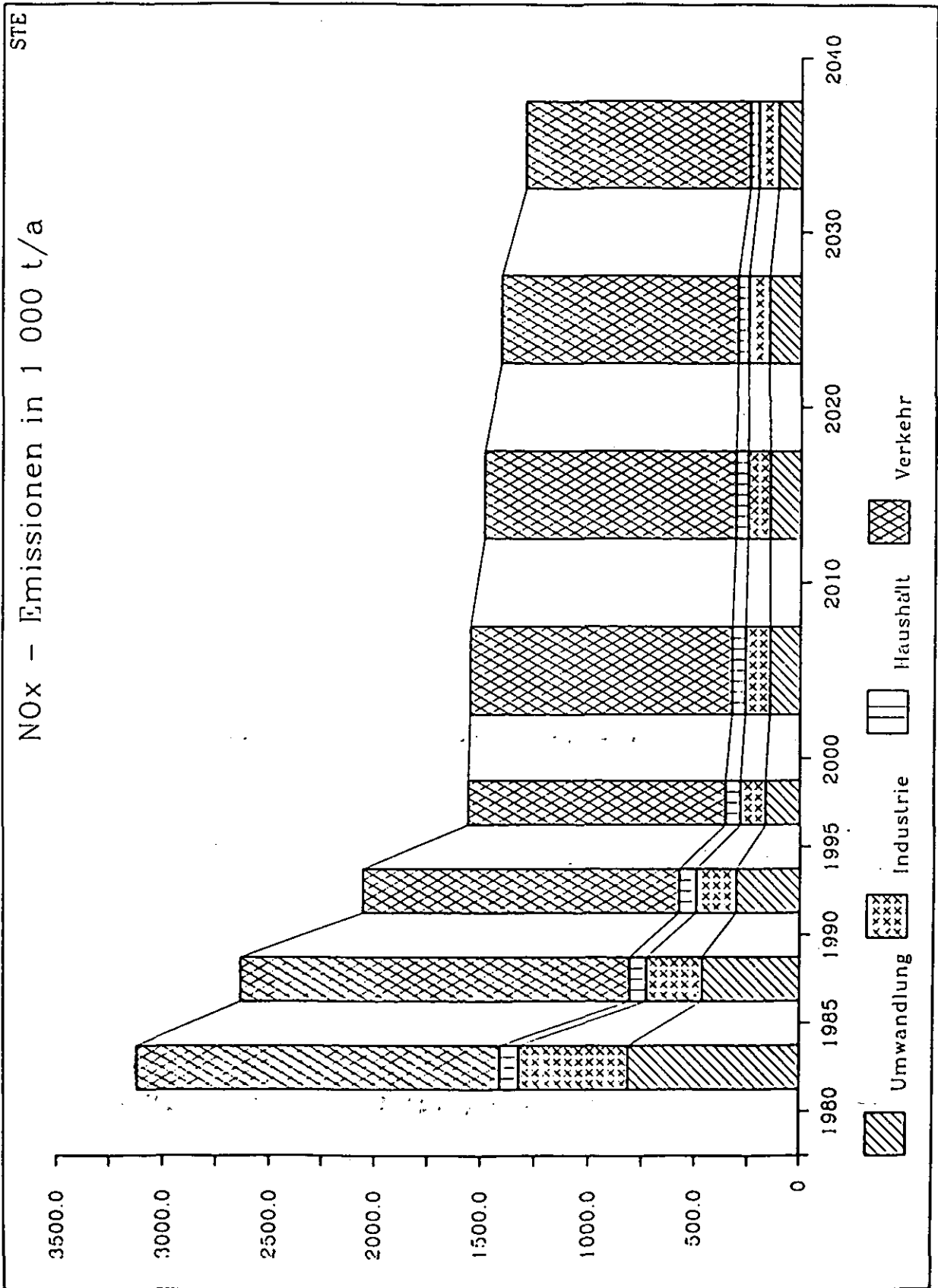
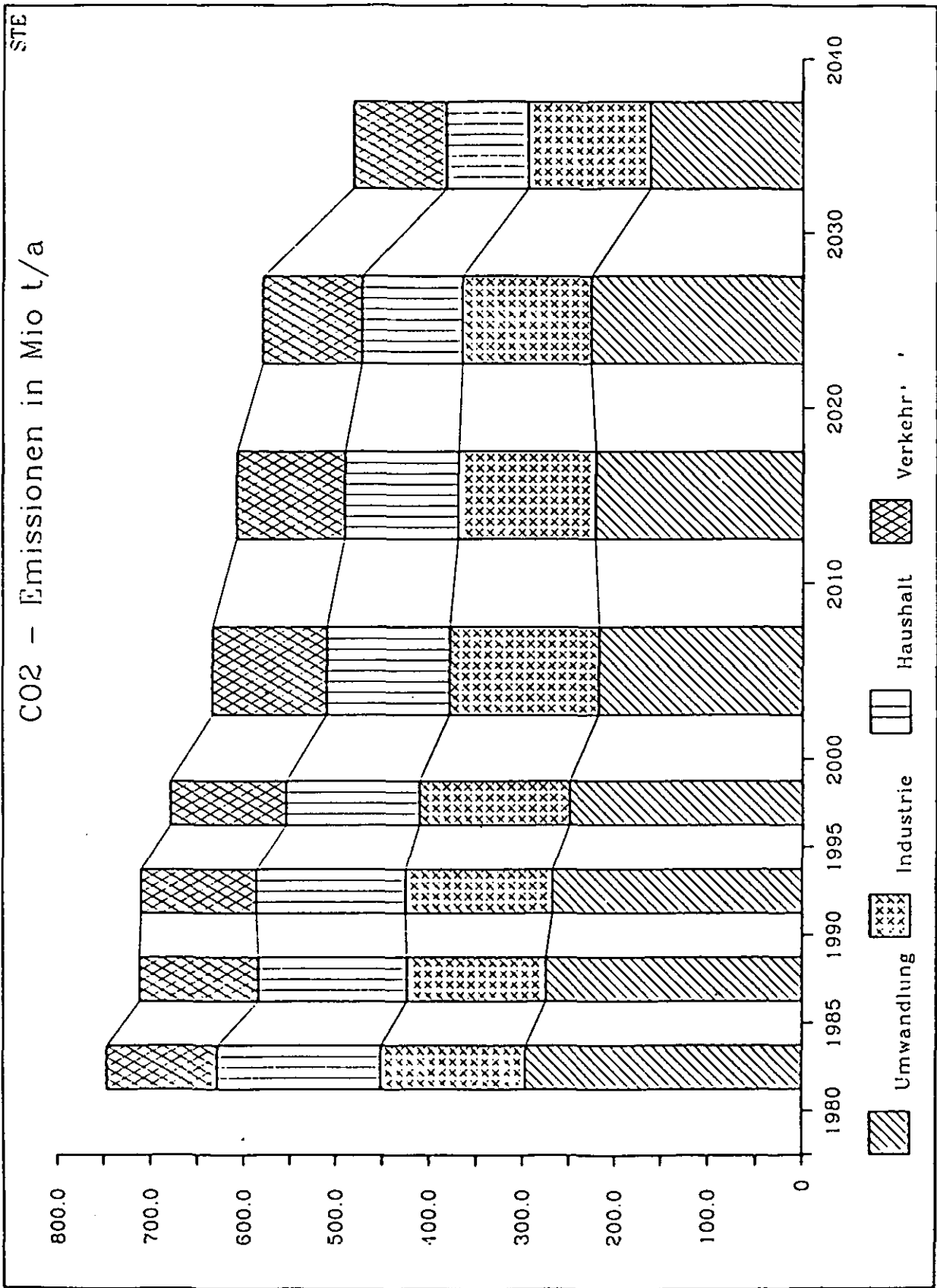


Bild 8 : Basisszenario



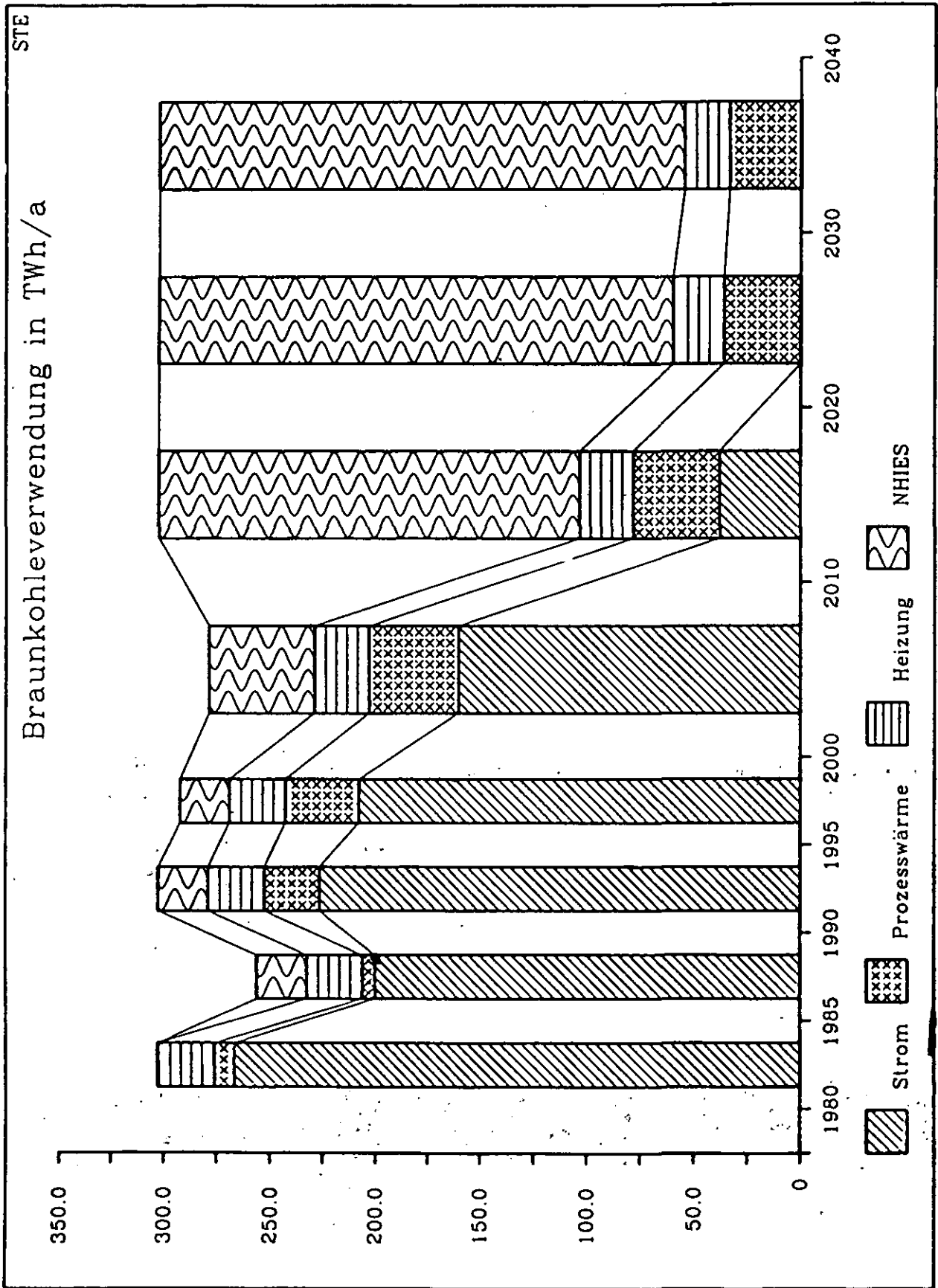
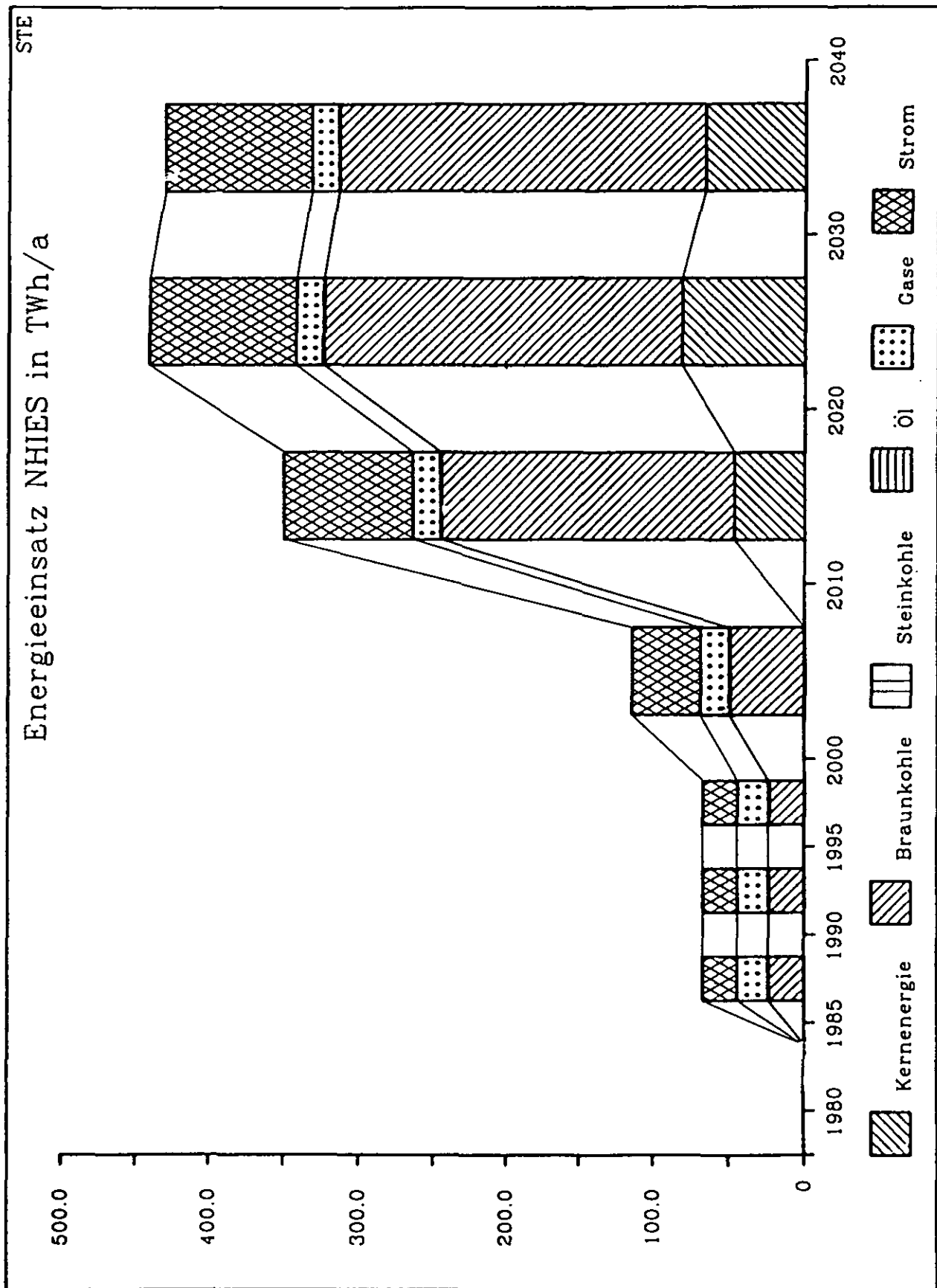


Bild 10: Szenario mit NHIES



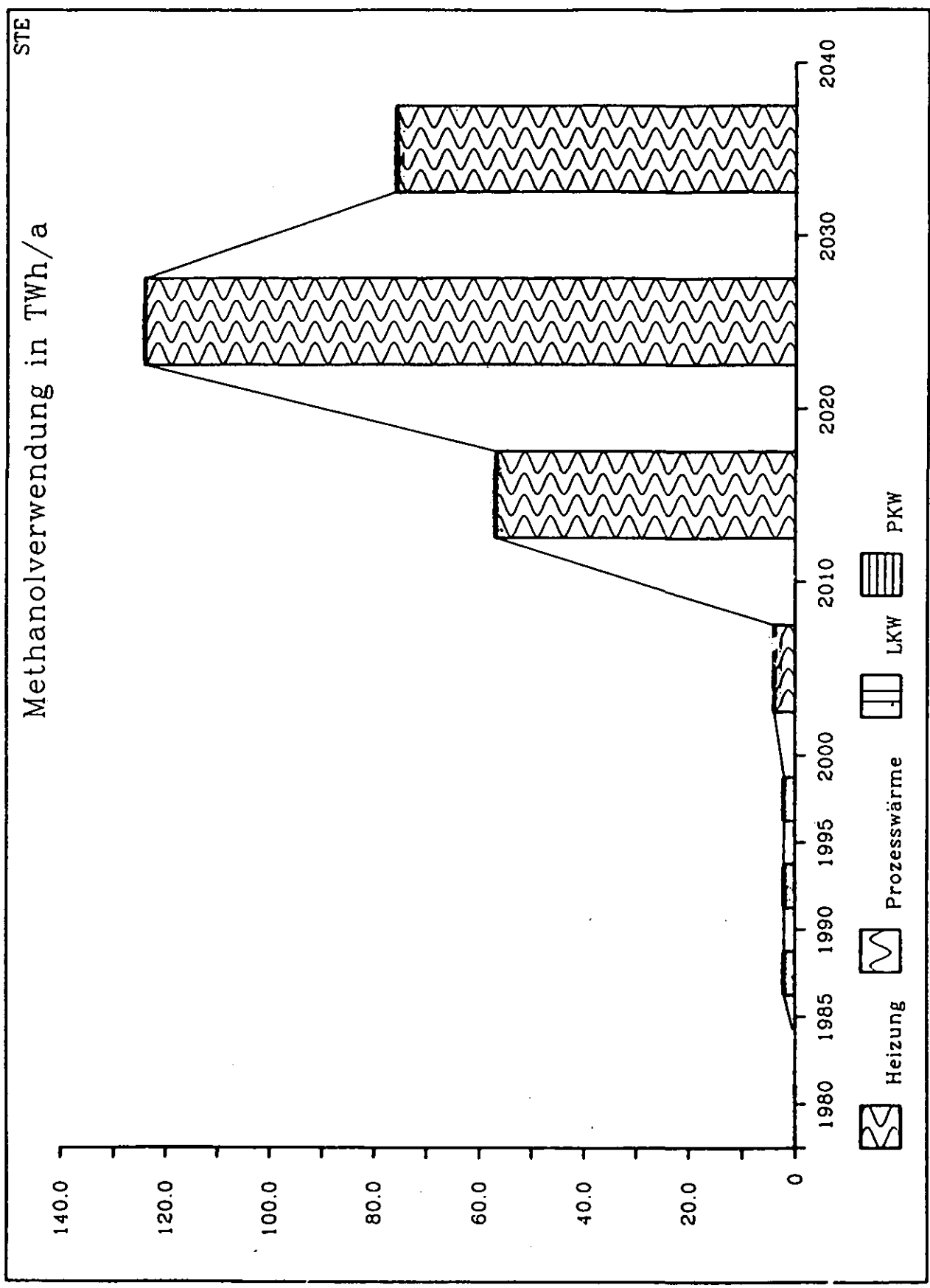
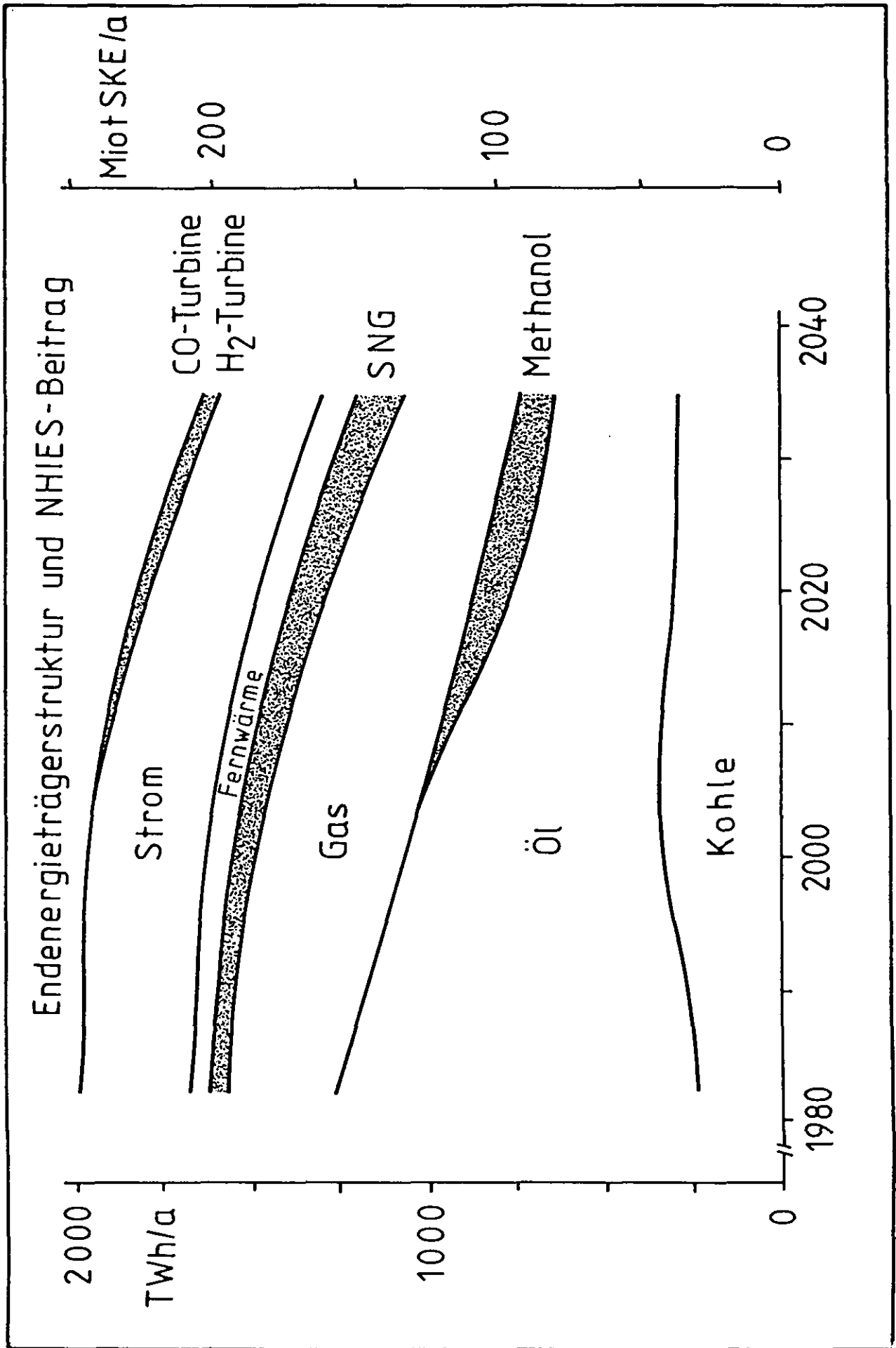


Bild 12: Szenario mit NHIES



Literaturhinweise

1. W. Häfele, H. Barnert, S. Messmer, M. Strubegger:
Zur zukünftigen Energieversorgung: Das Konzept
der neuartigen horizontal integrierten Energiesysteme,
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 34. Jg. (1984),
Heft 1
2. D. Martinsen, M. Walbeck:
Novel Energy Systems,
Arbeitsbericht 6,
Das neuartige horizontal integrierte Energiesystem
in Szenarien von zunehmenden Umweltrestriktionen,
Rechnungen mit dem dynamischen LP-Modell MARNES,
KFA-STE-IB 3/85, Kernforschungsanlage Jülich GmbH,
Mai 85
3. V. Bundschuh, D. Martinsen, M. Walbeck:
Novel Energy Systems,
Dokumentation der Eingabedaten des Energiemodells
MARNES,
Teil 2: Flußbilddiagramme,
KFA-STE-IB 6/85, Kernforschungsanlage Jülich GmbH,
Mai 1985
4. D. Martinsen, M. Walbeck:
Novel Energy Systems,
Arbeitsbericht 7 - 10,
Rechnungen mit dem erweiterten dynamischen MARNES-Modell,
KFA-STE-IB 4/85, Kernforschungsanlage Jülich GmbH,
Mai 1985

Dipl.-Ing. M. Müller

Systemforschung und Technologische Entwicklung
Programmgruppe der Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Anpassungserfordernisse der Mineralölverarbeitung an die Produktenpalette
im Jahre 2000, dargestellt am KFA-Verarbeitungsmodell

Anpassungserfordernisse der Mineralölverarbeitung
an die Produktpalette im Jahre 2000,
dargestellt am KFA-Verarbeitungsmodell

Michael Müller

1. Vorbemerkungen

Mit einem Anteil von 41,5 % am Primärenergieverbrauch des Jahres 1985 besitzen Mineralöle eine hervorragende Bedeutung für die Energie- und Rohstoffversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Diese Bedeutung wird kurz- und mittelfristig erhalten bleiben. So erwarten Prognosen für die Jahrhundertwende immer noch einen Anteil der Mineralöle am Primärenergieverbrauch von 30 bis 32 %.

Die Analyse neuartiger Energiesysteme, wie sie in der KFA durchgeführt wird, legt daher die intensive Auseinandersetzung mit der künftigen Rolle der Mineralölversorgung in der Bundesrepublik nahe. Dabei geht es nicht nur um die Beschreibung des erwarteten Wettbewerbs zwischen den traditionellen Energieversorgungsstrukturen und den neuartigen Systemkonzepten. Vielmehr sollen in einem "Bottom-Up"-Ansatz

- o die Anpassungsnotwendigkeiten innerhalb der vorhandenen Strukturen erkannt werden,
- o deren Flexibilität zur Anpassung an veränderte Verarbeitungsbedingungen analysiert werden,
- o daraus Anforderungen an die Struktur neuartiger Energiesysteme abgeleitet werden.

Für die KFA war dies der Anlaß, in einem prozeßanalytischen Ansatz ein detailliertes Mineralölverarbeitungsmodell zu entwickeln. Das Modell entspricht in seiner Struktur und seinem Detaillierungsgrad den in der Industrie üblichen Instrumentarien zur Raffinerieeinsatzplanung. Allerdings enthält es nicht

die Daten einzelner Verarbeitungsstandorte oder Mineralölunternehmen. Vielmehr ist die inländische Mineralölverarbeitung in einer aggregierten Form, quasi als "Raffinerie Bundesrepublik Deutschland", dargestellt.

Ein wichtiges Element der Modellierung ist die Einbindung der Verarbeitung in die Versorgungsstrukturen des inländischen Mineralölmarktes (vgl. Abbildung 1). Neben der Verarbeitung von Rohölen und Komponenten in deutschen Raffinerien ist auch der Bezug von Fertig- und Halbfertigprodukten von den internationalen Märkten als wichtiger Versorgungsfaktor abgebildet. Dabei wird berücksichtigt, daß die Preisbildungsmechanismen der internationalen Märkte entscheidend die Wirtschaftlichkeit der inländischen Verarbeitung beeinflussen.

Die Berechtigung der gewählten Darstellung wurde in einer Ex-Post-Analyse auf der Basis statistischer Daten des Mineralöl-Wirtschaftsverbandes (MWV) überprüft. Dabei konnten mit halbjährlichen und jährlichen Daten der Jahre 1983 bis 1985 die Kenngrößen des Marktes (Verarbeitungsmengen, Anlagenauslastungen, Rohöl- und Produktenpreise) mit großer Genauigkeit simuliert werden.

2. Problemstellung

Weiterführende Analysen mit dem KFA-Verarbeitungsmodell beschäftigten sich mit den Strukturveränderungen der inländischen Mineralölverarbeitung bis zur Jahrhundertwende. Basis der Untersuchungen waren die gegenwärtigen Verbrauchserwartungen der deutschen Mineralölindustrie, deren wesentliche Charakteristiken in Abbildung 2 zusammengefaßt sind. Merkmale der Vorausschätzungen sind:

- der absolute Rückgang der Inlandsablieferung von 108 Mio t (1985) auf 83 bis 89 Mio t zur Jahrhundertwende,
- der Trend zu leichteren Mineralölprodukten mit drastischen Absatzeinbußen beim schweren Heizöl,
- die weitere Konsolidierung des erheblichen Mitteldestillatanteils an der Inlandsablieferung.

Aus den Absatzerwartungen sind für die inländische Mineralölverarbeitung Anpassungserfordernisse abzuleiten (Abbildung 3), die den zwei Kategorien

- o quantitative Effekte
- o qualitative Effekte

zugeordnet werden können. Zu den quantitativen Effekten zählen etwa die Reduzierung der Raffinerieausbringung an schweren Heizölen oder die Berücksichtigung des hohen Mitteldestillatanteils an der Produktnachfrage bei der Anpassung der Verarbeitungskapazitäten.

Hinzu kommen qualitative Merkmale der Anpassungsprozesse, die sich aus strengeren Umweltanforderungen an die Verarbeitungsprodukte und die Prozeßführung selber ableiten.

In der Mineralölverarbeitung betrifft dies zunächst die Herstellung von Mineralölprodukten mit veränderten Spezifikationen. So werden die zulässigen Schwefelgehalte in Mineralölprodukten (vor allem in Mitteldestillaten und schweren Heizölen) sinken. Zu nennen ist auch der Verzicht auf Bleiadditive in Vergaserkraftstoffen im Zusammenhang mit der katalytischen Reduzierung der NO_x -Emissionen aus dem Verkehrssektor.

Als wichtiger Bestandteil der inländischen Industrie wird die Mineralölverarbeitung darüber hinaus den verschärften Umweltstandards für industrielle Prozesse unterworfen sein. Gesetzliche Grundlagen dazu sind mit der TA-Luft und der Großfeuerungsanlagenverordnung (GFAVO) bereits geschaffen.

Im folgenden sollen nun exemplarisch für eine Vielzahl von Analysen mit dem KFA-Verarbeitungsmodell zwei Detailprobleme näher beschrieben werden. Dies ist zum einen die Herstellung unverbleiter Vergaserkraftstoffe als ein qualitativer Aspekt der Anpassungsvorgänge in der Mineralölverarbeitung. Zum anderen sollen die verfahrenstechnischen Möglichkeiten zur Reduzierung der Raffinerieproduktion von schweren Heizölen als - vorwiegend - quantitatives Problem diskutiert werden.

3. Herstellung unverbleiter Vergaserkraftstoffe

Der Verzicht auf Bleizusätze (TEL, TML) in der Vergaserkraftstoffherstellung bedeutet einen Klopfestigkeitsverlust von 2 bis 3 Oktaneinheiten im Gesamtpool. Es stellt sich daher die Frage, ob dieser Verlust - wenigstens teilweise - durch verfahrenstechnische Maßnahmen kompensiert werden kann.

Einen Hinweis auf die verfahrenstechnischen Möglichkeiten gibt Abbildung 4, die die Zusammensetzung des Vergaserkraftstoff-Gesamtpools (Normal- und Superkraftstoff) für unterschiedliche Pooloktanzahlen (ROZ) zeigt. Als Bezugsmaßstab sei die heute übliche Zusammensetzung des gesamten Vergaserkraftstoffpools genannt, der

- 12 % leichtsiedende Komponenten,
- 33 % Cat-Cracker-Benzine (CC-Benzine),
- 45 % Reformate,
- 20 % sonstige Komponenten

enthält. Damit kann eine Gesamt-Pooloktanzahl von etwa 93 ROZ (unverbleit) realisiert werden. Die Sensitivität ist dann auf Grund des hohen CC-Benzin-Anteils größer als 10.

Höhere Oktanzahlen im Gesamtpool können nun durch eine drastische Reduzierung des Direktblendings von CC-Benzinen erreicht werden. Dies kann durch Hydrierung und anschließendes Reformieren der CC-Benzine geschehen. Günstiger ist allerdings die hydrierende Konversion von Vakuumgasölen. Die dabei anfallenden schweren Hydrocrack-Benzine werden dann reformiert, während die leichtsiedenden Hydrocrack-Benzine zur (erwünschten) Korrektur der Flüchtigkeit dem VK-Pool direkt beigemischt werden. Eine weitere Notwendigkeit bei der Herstellung unverbleiter Vergaserkraftstoffe ist die Bereitstellung beträchtlicher Mengen hochoktaniger Reformate. Dies setzt den Einsatz moderner kontinuierlich-regenerativer Reformieranlagen voraus. In der Bundesrepublik werden derzeit 8 Anlagen dieses Typs mit einer Gesamtkapazität von 6.31 Mio t/a betrieben.

Die vorgestellte Strategie zur Herstellung eines hochoktanigen VK-Gesamtpools basiert zunächst auf rein technischen Überlegungen. Eine Realisierung setzt aber auch immer eine hinreichende Wirtschaftlichkeit des verfahrenstechnischen Weges voraus. Um die wirtschaftlichen Möglichkeiten der Vergaserkraftstoffherstellung auszuloten, wurden daher mit Hilfe des KFA-Modells die Preise errechnet, die sich auf der Basis der Kraftstoffnachfrage des Jahres 2000 für unterschiedliche Kraftstoffqualitäten bei kontinuierlicher Erhöhung der Oktanzahl im VK-Gesamtpool ergeben.

Abbildung 5 zeigt den theoretischen Fall der Herstellung von unverbleitem Superkraftstoff mit 98 ROZ und 88 MOZ und unverbleitem Normalkraftstoff mit 91 ROZ und 82.5 MOZ. Für alle anderen Spezifikationen galt DIN 51607. Es wird deutlich, daß eine Erhöhung der Oktanzahl im Gesamtpool, d.h. des Superkraftstoff-Anteils, nur bis etwa 96.5 ROZ im Gesamtpool möglich ist. Jenseits dieser Grenze ist auf Grund des Konflikts zwischen Flüchtigkeit und Klopffestigkeit die Herstellung spezifikationsgerechter Vergaserkraftstoffe auch technisch nicht mehr möglich.

Die wirtschaftliche Grenze der Vergaserkraftstoffherstellung wird allerdings schon früher erreicht. Ein Maß dafür ist die Preisdifferenz zwischen den Kraftstoffqualitäten, die bei verbleiten Vergaserkraftstoffen traditionell zwischen 50 und 80 DM/t betrug. Jenseits einer Oktanzahl im Gesamtpool von ca. 95 ROZ wird dieser Wert im vorgestellten Fall deutlich überschritten.

Die so gefundene wirtschaftliche Grenze der Research Oktanzahl von 95 Einheiten (für den Gesamtpool) stimmt gut mit Ergebnissen anderer Analysen überein.

Das MOZ-Potential dürfte allerdings höher sein, als die bekannten Analysen unterstellen. Durch den geringen Anteil direkt geblendeter CC-Benzine wird die Sensitivität im Gesamtpool kleiner 10, so daß das wirtschaftliche Limit der Motor Oktanzahl bei etwa 85.5 Einheiten liegen dürfte.

4. Reduzierung der Raffinerieausbringung an schweren Heizölen

Der Umfang des Anpassungsbedarfs zur Reduzierung der Raffinerieproduktion an schweren Heizölen hängt von einer Anzahl externer Faktoren ab, deren weitere Entwicklung außerordentlich unsicher ist. Neben anderen (z.B. Qualität der Rohstoffbasis) ist ein solcher Faktor ist etwa die Aufkommensstruktur der inländischen Mineralölversorgung, und dabei vor allem die künftigen Versorgungsanteile der Fertigproduktenimporte.

Abbildung 6 verdeutlicht diesen Zusammenhang. Aufgetragen ist die Verarbeitung von Vakuumrückständen in deutschen Raffinerien als Funktion des Produktenimportanteils an der Inlandsnachfrage des Jahres 2000. Zunächst einmal wird deutlich, daß ein nahezu konstanter Anteil von Vakuumrückständen zu Bitumen verarbeitet wird. Die Menge ist dabei durch die Bitumennachfrage festgeschrieben.

Ebenfalls annähernd konstant bleibt der Einsatz von Vakuumrückständen im Delayed Coking, das mit einer Durchsatzkapazität von rund 5 Mio t/a das heute wichtigste Tiefkonversionsverfahren in deutschen Raffinerien ist. Daraus folgt, daß der Konversionsanteil des Delayed Coking durch die Nachfrage nach Petrolkoks festgelegt ist. Das Delayed Coking ist damit kein geeignetes Verfahren zur Destillatoptimierung.

Abgesehen von den Vakuumrückständen, die über das Visbreaking zum Absatz von schwerem Heizöl gelangen, verbleibt in Abhängigkeit vom Importanteil immer noch eine Restmenge an Vakuumrückständen, die mit anderen in der heutigen Raffineriestruktur nicht vorhandenen Verfahren konvertiert werden muß. Dieser Tiefkonversionsbedarf dürfte, je nach Umfang der Fertigproduktenimporte, zwischen 1.5 und 3.5 Mio t/a betragen.

Abbildung 7 zeigt, daß der spezifizierte Tiefkonversionsbedarf nicht nur die Folge eines quantitativen Anpassungsdruckes ist. Vielmehr spielen auch qualitative Aspekte hinein. Für die Analysen mit dem KFA-Modell wurde unterstellt, daß das im Inland absetzbare schwere Heizöl maximal 1 Gew.-% Schwefel enthalten darf. Damit wäre es als Einsatz in Feuerungsanlagen mit einer Leistung unterhalb 100 MW_{th} geeignet, da die TA-Luft bzw. die

GFAVO dann einen Grenzwert von $1700 \text{ mg SO}_2/\text{m}^3$ Rauchgas ohne zusätzliche Rauchgasreinigung zuläßt. Dies entspricht gerade einem Brennstoffschwefelgehalt von 1 Gew.-%, beim Einsatz von schwerem Heizöl. Könnte die Schwefelgrenze nun auf die heute üblichen 1.7 bis 1.8 Gew.-% erhöht werden, würde sich der resultierende Tiefkonversionsbedarf drastisch reduzieren. Die Tiefkonversion in inländischen Raffinerien wird also künftig schon aus qualitativen Gründen notwendig sein.

Zur technischen Realisierung der Tiefkonversion stehen grundsätzlich zwei Verfahrenswege zur Verfügung (Abbildung 8):

- Konversion durch Wasserstoffanreicherung,
- Konversion durch Kohlenstoffentzug.

Eine Vielzahl unterschiedlicher Prozesse und Prozeßentwicklungen zur Tiefkonversion von Schwerölen folgt diesen Prinzipien. Da die meisten dieser Verfahren sich noch in der Entwicklung bzw. Erprobung befinden, erschien es aus Sicht der KFA-Analysen wenig sinnvoll, einen detaillierten technischen und wirtschaftlichen Systemvergleich zwischen den einzelnen Technologien anzustellen. Vielmehr sollten Überlegungen eher grundsätzlicher Natur die Frage nach dem geeigneten Konversionsweg beantworten. Dazu wurden zwei Tiefkonversionsverfahren betrachtet:

- ein Residue-Hydrocracker,
- ein Coker mit anschließender Vergasung des Kokes.

Die Analyse des technisch-wirtschaftlichen Potentials dieser Verfahren konzentriert sich dann auf die Frage, wie die bei der Konversion anfallenden Nebenprodukte preislich bewertet werden. Insbesondere bei der Tiefkonversion durch Kohlenstoffentzug, bei der etwa 30 Gew.-% des Einsatzkohlenstoffs in Nebenprodukte (Koks, Schwachgas) umgesetzt werden, besitzt dieser Aspekt Relevanz. Dabei gibt es für die Nebenprodukte häufig keine andere Verwendung als den Einsatz in der Unterfeuerung. Damit bestimmt letztlich der Wärmepreis in der Raffinerie den Wert des Nebenproduktes.

In den Analysen wurde nun unterstellt, daß der Preis des sauberen Energieträgers Erdgas ein Maß für den Wärmepreis in industriellen Prozessen ist. Dies dürfte angesichts der Umweltstandards für industrielle Prozesse eine zulässige Annahme sein. Mit Hilfe des Verarbeitungsmodells wurden dann die Kosten und Erlöse der betrachteten Tiefkonversionsverfahren für unterschiedliche Gaspreise ($\hat{=}$ Wärmepreise) errechnet.

Abbildung 9 zeigt als erwartetes Ergebnis, daß bei niedrigen Gaspreisen die Erlöse der Coking-Route keine vollständige Deckung der Herstellungskosten und des Kapitaldienstes erwirtschaften. Erst bei hohen Gaspreisen wird die Wirtschaftlichkeit der Coking-Route erreicht. Im Gegensatz dazu besitzt das Hydrocracking von Rückständen praktisch über den gesamten Bereich der Wärmepreise eine hinreichende Wirtschaftlichkeit (Abb. 10).

5. Schlußfolgerungen

Ein generelles Fazit der KFA-Arbeiten mit dem aggregierten Mineralölverarbeitungsmodell ist zunächst einmal, daß der aus quantitativen und qualitativen Veränderungen resultierende Anpassungsbedarf für die inländische Mineralölverarbeitung bis zur Jahrhundertwende relativ gering ist. Vielfach sind die technischen Vorleistungen zur Anpassung der inländischen Raffinerien an die prognostizierten Verarbeitungsbedingungen des Jahres 2000 heute schon erbracht.

Dies betrifft auch die Herstellung unverbleiter Vergaserkraftstoffe. Die skizzierten Umstrukturierungen im VK-Blending (vgl. Abbildung 11) bedeuten keine nachhaltigen Veränderungen der inländischen Verarbeitung. Sie definieren lediglich Leitgedanken, die bei fortschreitender Planung der Verarbeitung berücksichtigt werden sollten.

Auch die Problematik der Rückstandskonversion erfordert keine tiefgreifenden Eingriffe in die inländischen Verarbeitungsstruk-

turen. Bei einem Tiefkonversionsbedarf von 1.5 bis 3.5 Mio t/a wären Investitionen in der Größenordnung von 1 bis 1.8 Mrd. DM zur Errichtung von Rückstands-Hydrocrackern erforderlich.

Im Kontext der KFA-Arbeiten zu den neuartigen Energiesystemen ist der betrachtete Zeithorizont des Jahres 2000 allerdings erst der Beginn einer zeitlichen Periode, über die es nachzudenken gilt. Skizzierte Entwicklungen, so etwa die Qualitätsproblematik bei den Rohstoffen, stehen dann erst am Anfang. Verfahrenstechnische Anpassungsnotwendigkeiten erhalten damit auch erst später ein deutlich schärferes Profil.

Die Problematisierung längerfristiger Notwendigkeiten setzt aber das Verstehen der kurz- und mittelfristigen Zusammenhänge voraus. Dies ist ein Lernprozeß, zu dem auch die Arbeiten mit dem Mineralölverarbeitungsmodell und die Auseinandersetzung mit aktuellen Fragen der Mineralölversorgung beitragen.

Aggregierte Darstellung der Mineralölwirtschaft

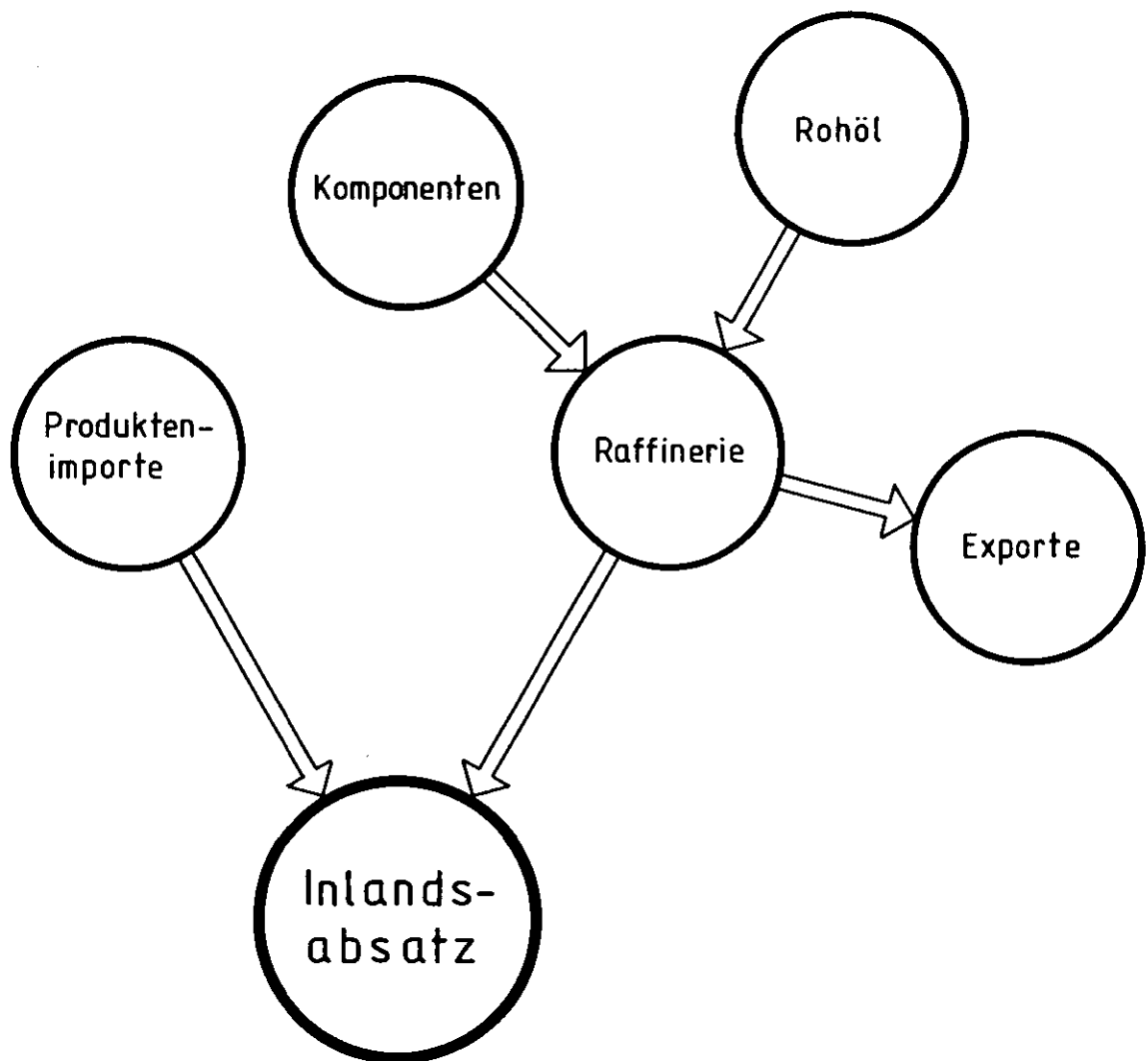


Abb. 1

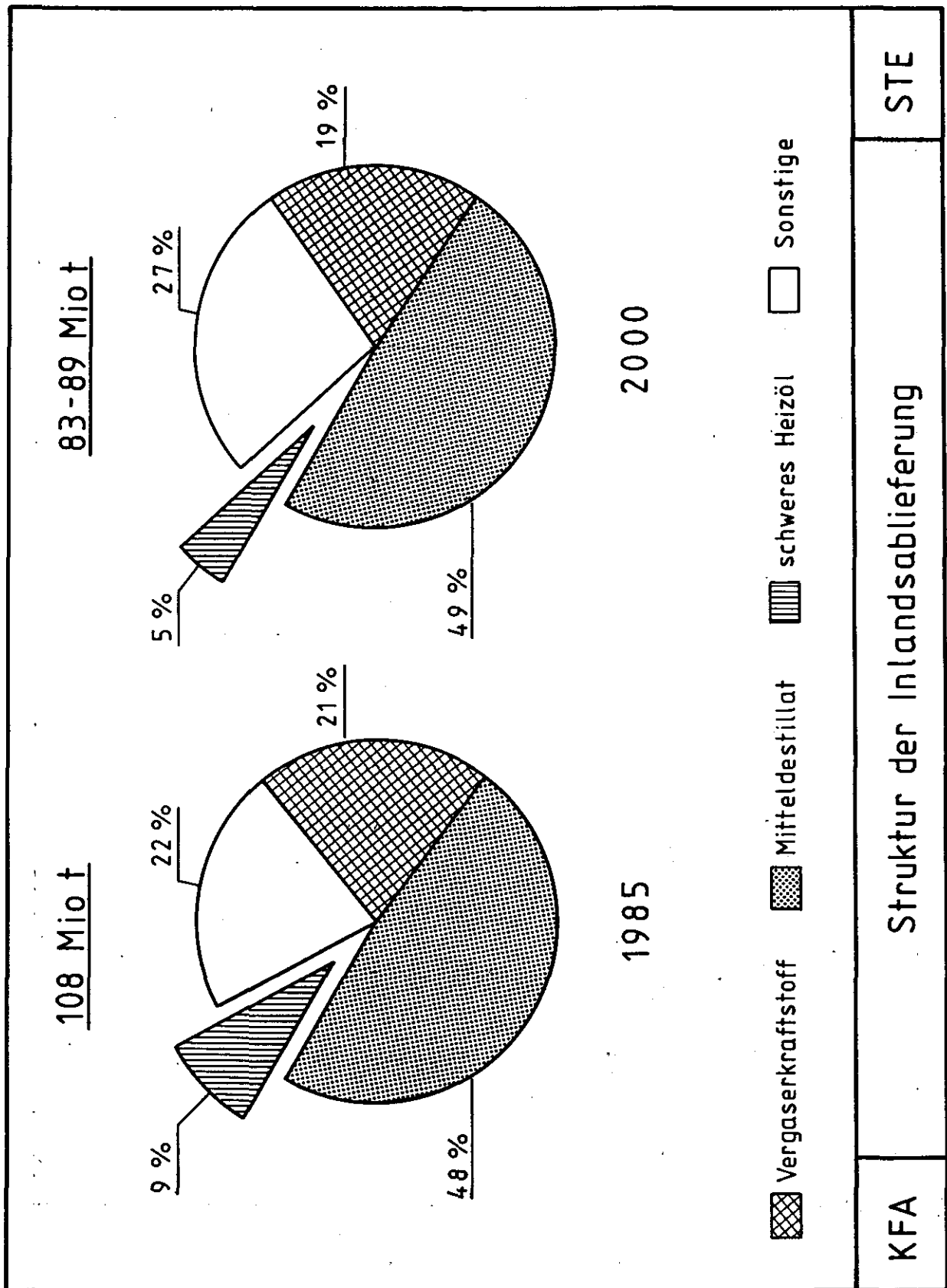


Abb. 2

ANPASSUNGSERFORDERNISSE FÜR DIE MINERALÖLVERARBEITUNG

- ➔ quantitative Effekte:
 - bei schweren Heizölen
 - anteiliger Zuwachs der Mitteldestillatnachfrage
- ➔ qualitative Effekte:
 - Produktspezifikationen:
Schwefelgehalte in Mineralölprodukten
unverbleite Vergaserkraftstoffe
 - Emissionsminderung in Raffinerien:
Einhaltung der Großfeuerungsanlagen-Verordnung
und der TA-Luft

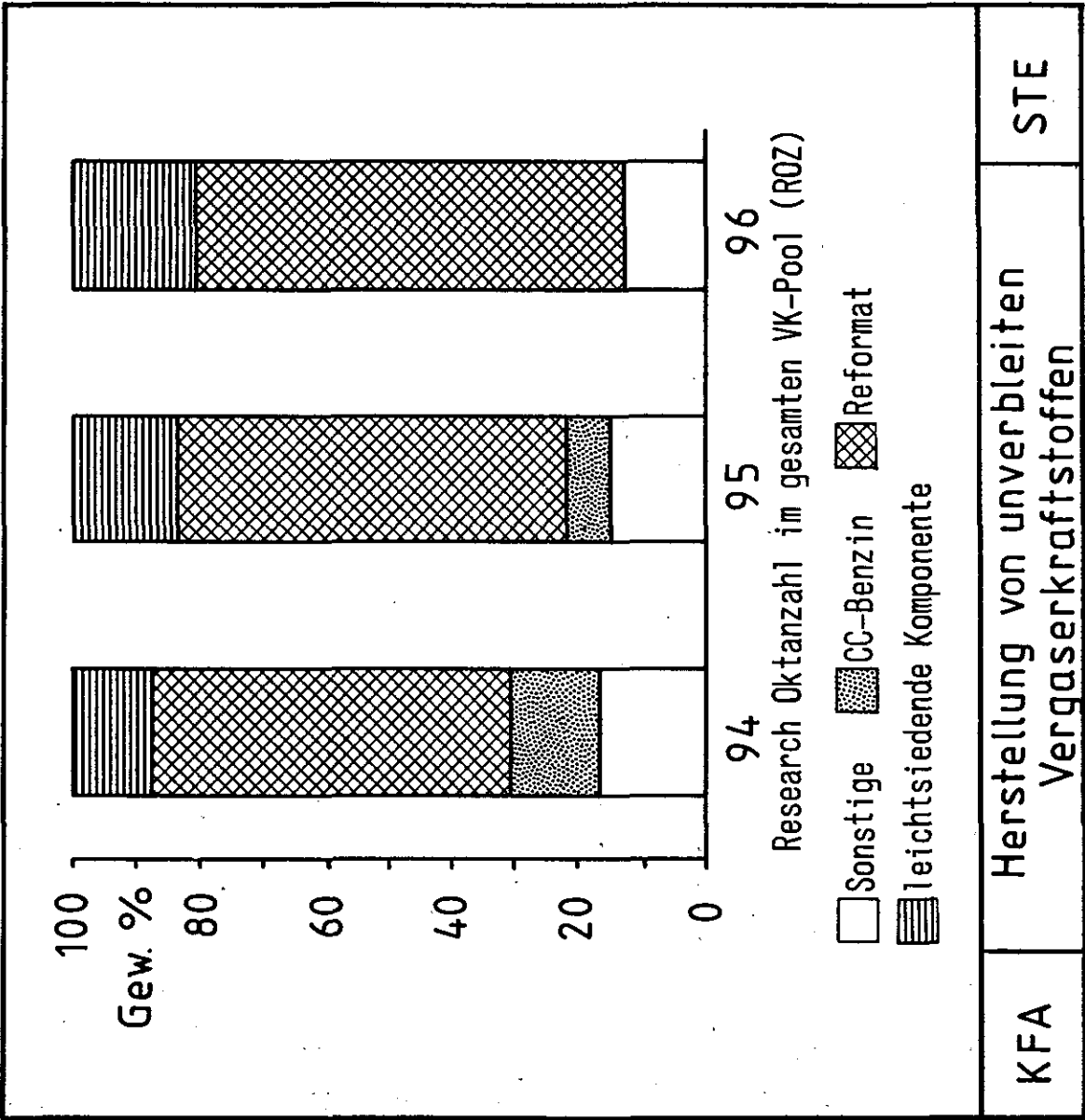


Abb. 4

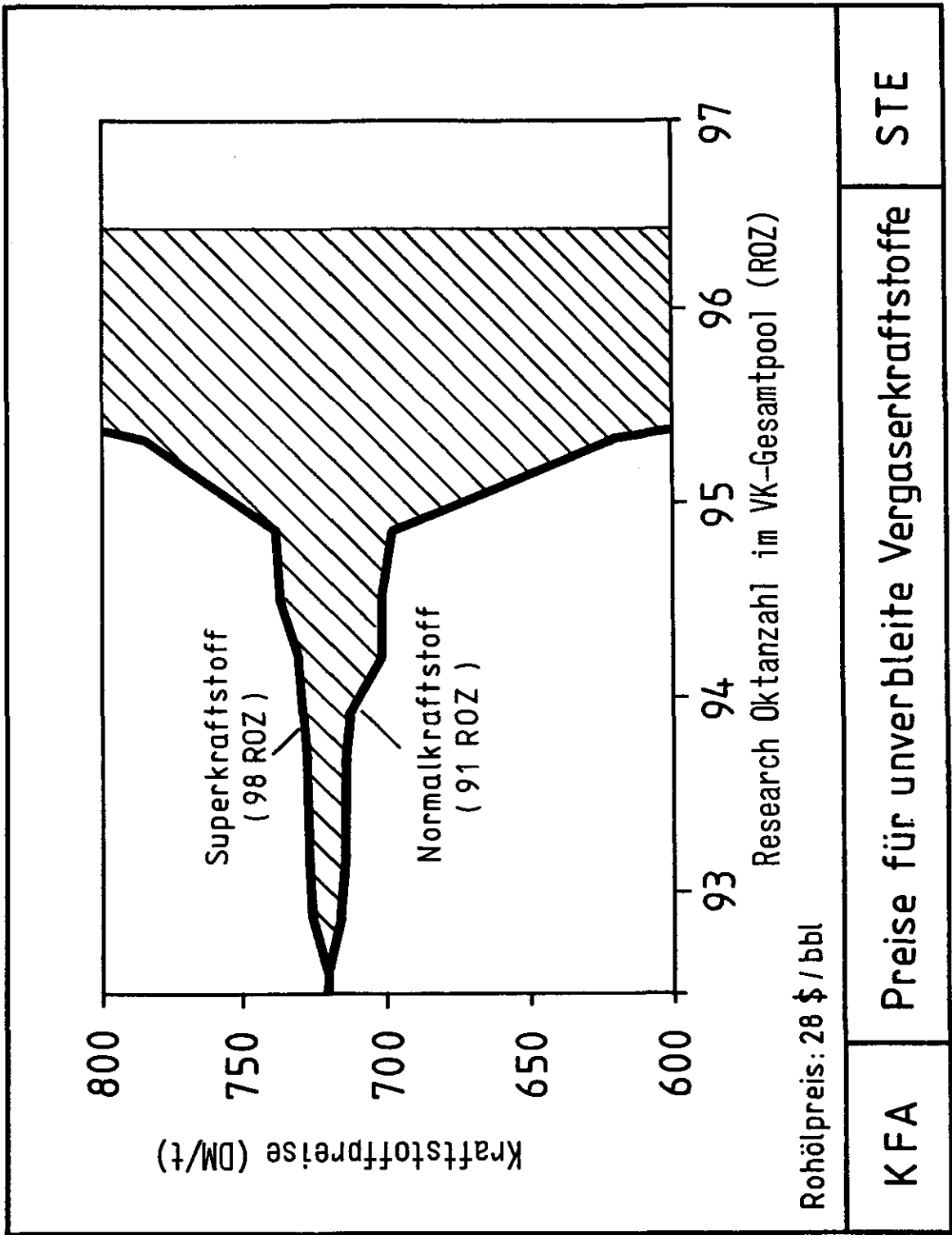


Abb. 5

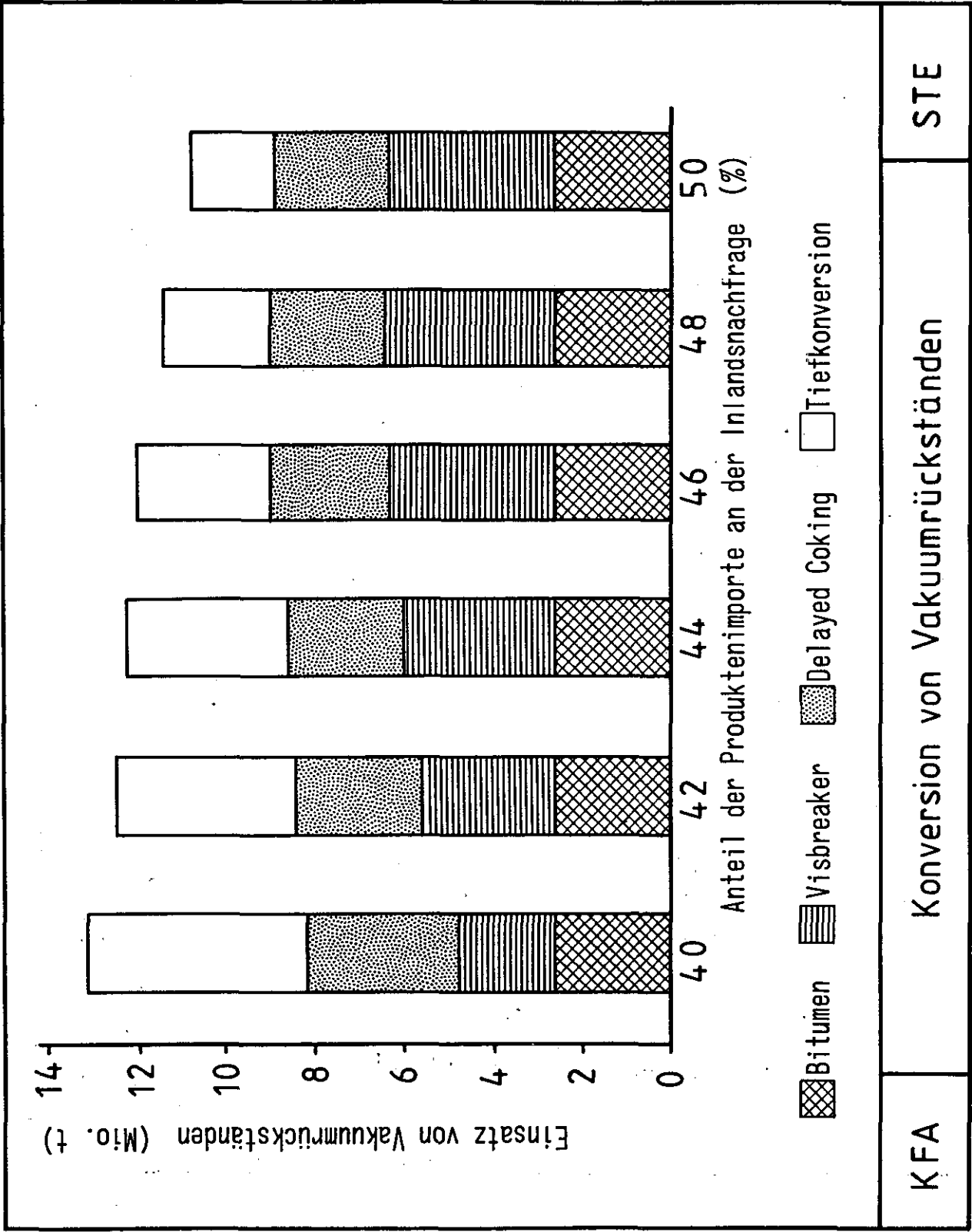


Abb. 6

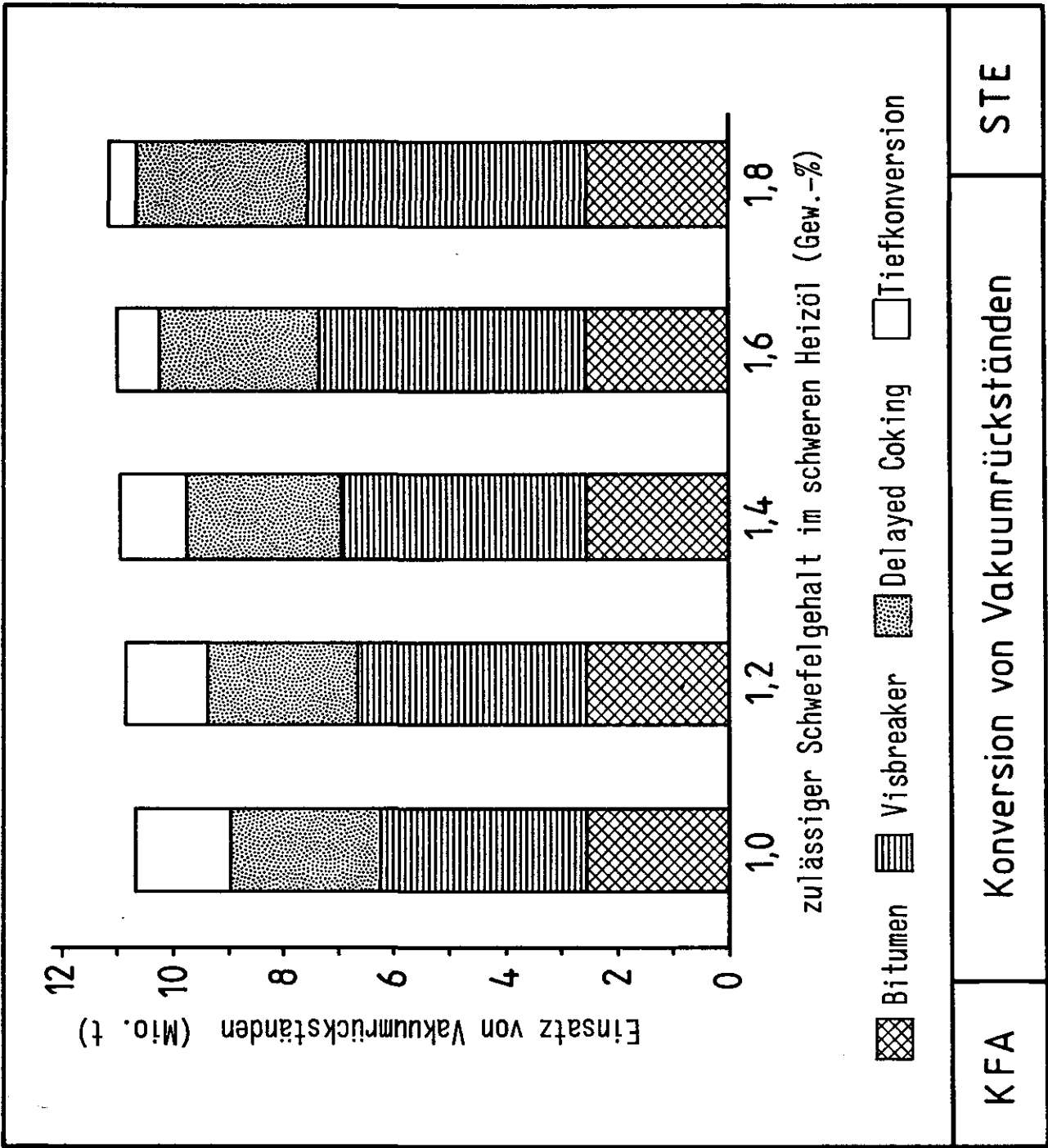
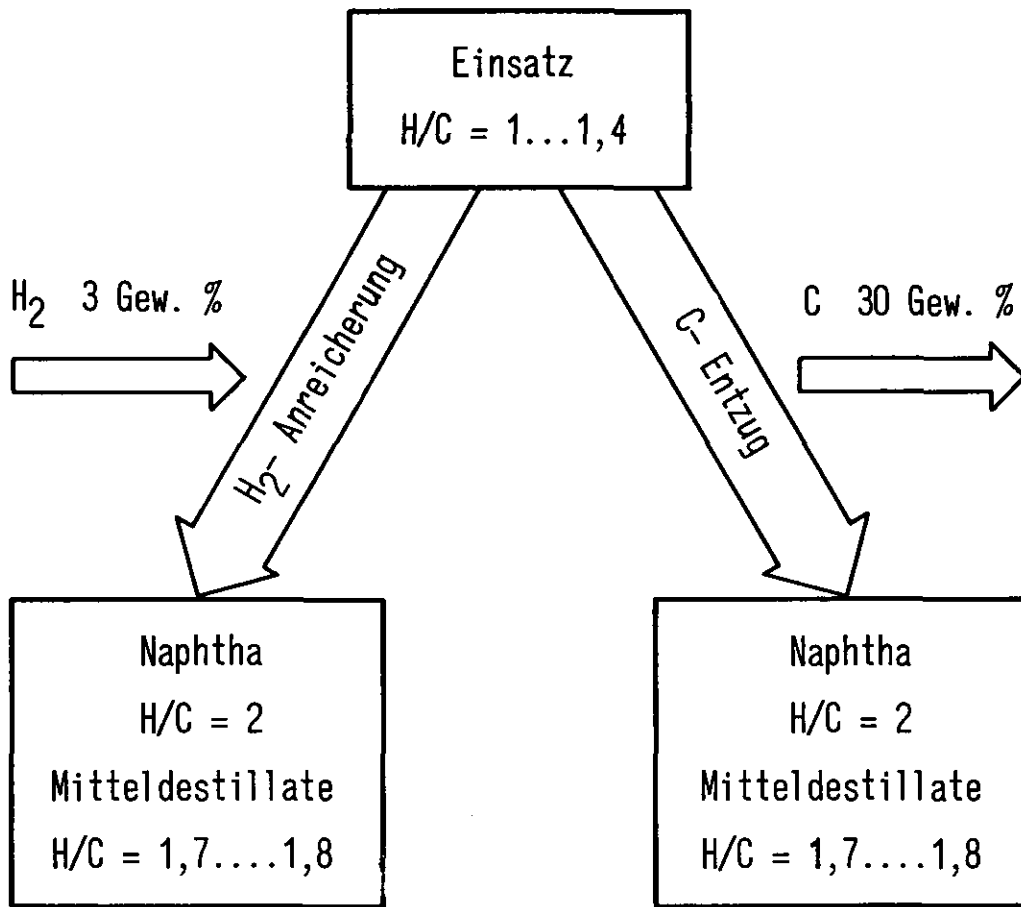


Abb. 7



Wege der Rückstandsaufarbeitung

Abb. 8

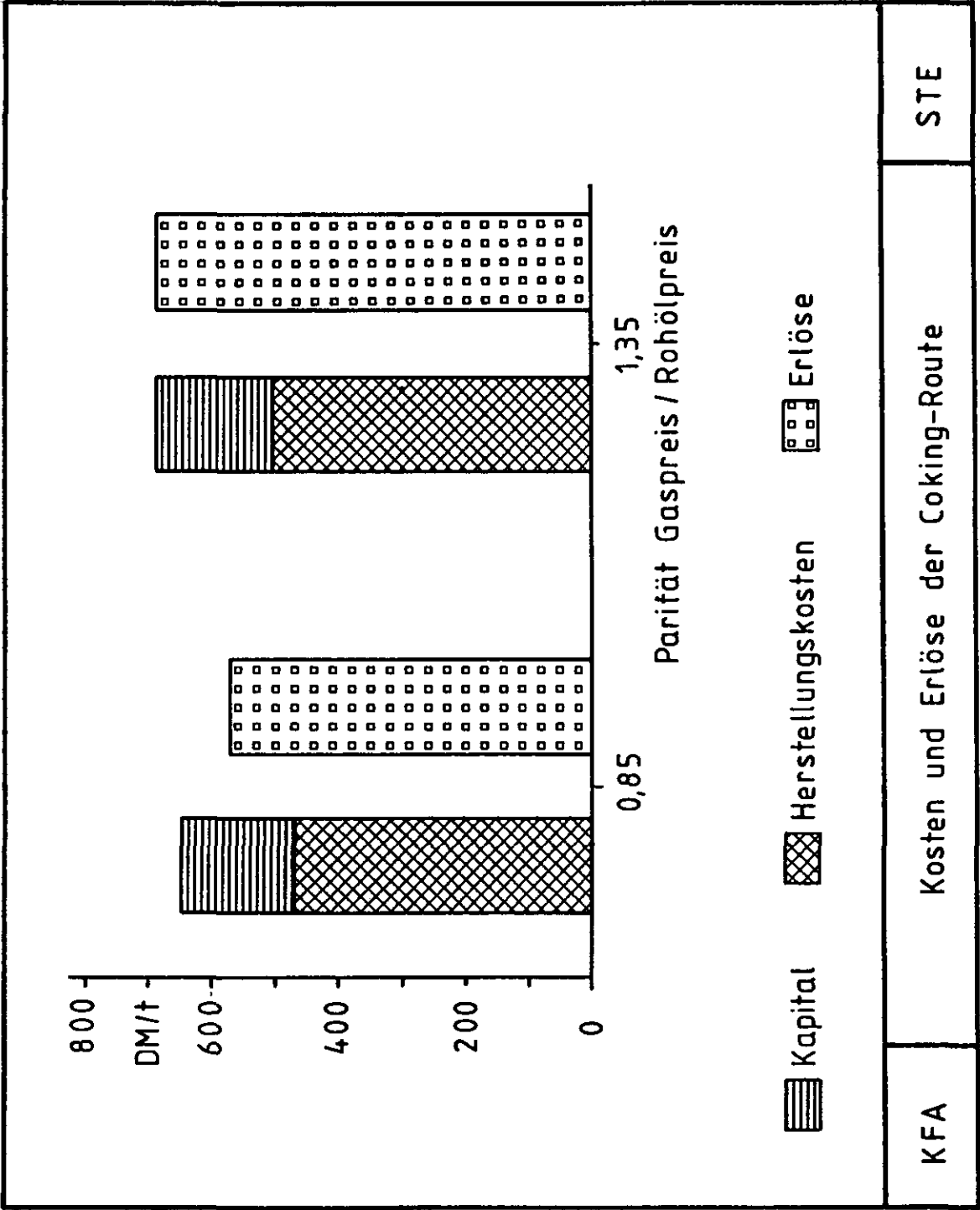


Abb. 9

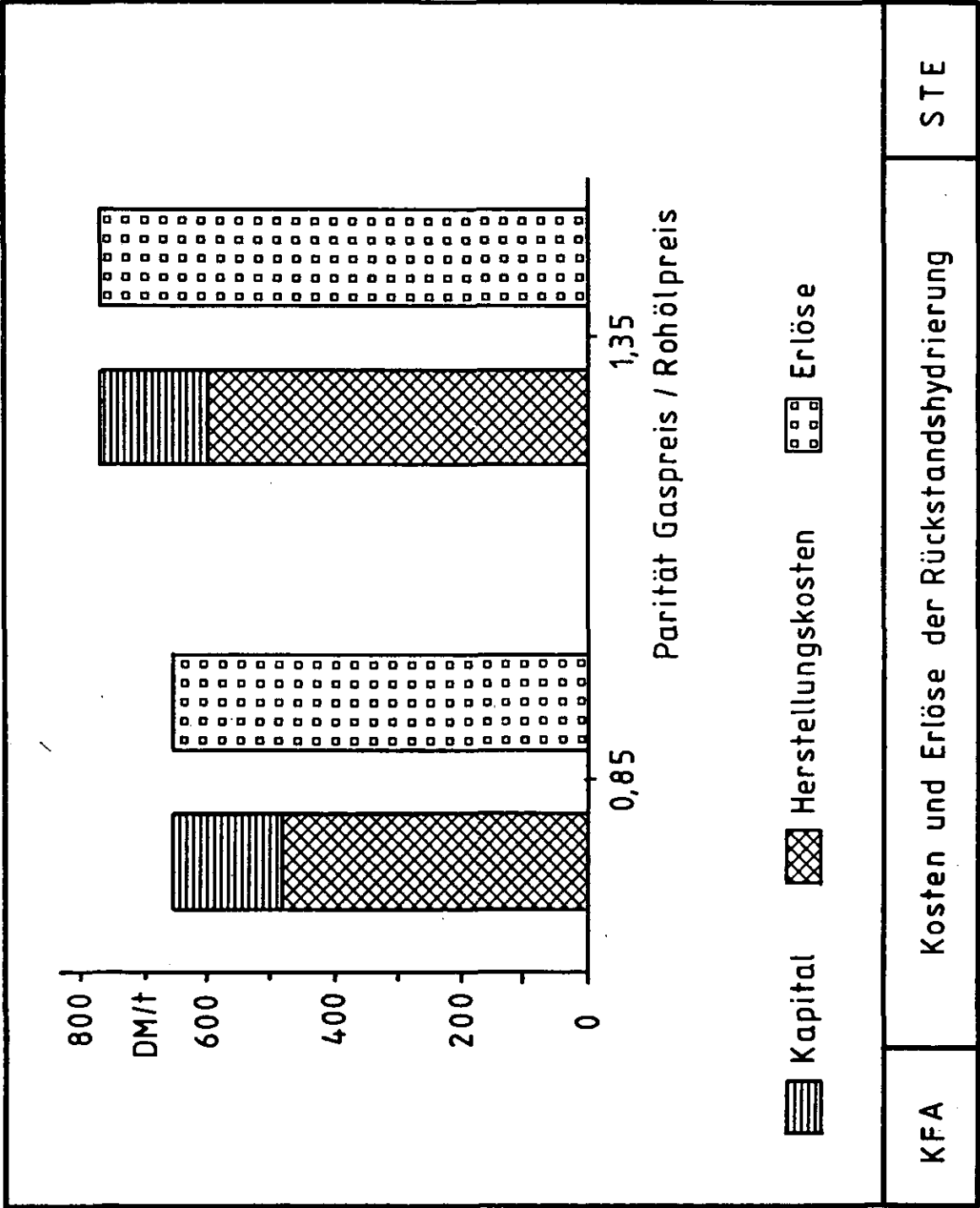


Abb. 10

SCHLUSSFOLGERUNGEN

- ➔ Unverbleite Vergaserkraftstoffe:
 - Umstrukturierung der Verarbeitung:
Cat-Crackbenzine ↘ Reformate ↗
 - technisch-wirtschaftliches Oktanzahl-Potential:
95 ROZ, 85 MOZ
- ➔ Rückstandsaufarbeitung:
 - Tiefkonversionsbedarf: 1.5 – 3.5 Mio t/a
 - robuste Lösung: Rückstandshydrierung;
dann Investitionsbedarf: 1 – 1.8 Mrd. DM

Prof. Dr. B. Fritsch

Eidgenössische Technische Hochschule Zürich

Zur Rolle des Zinssatzes - Marktwirtschaft und öffentliche Aufgaben
im Energie- und Umweltbereich

Zur Rolle des Zinssatzes - Marktwirtschaft und öffentliche Aufgaben im

Energie- und Umweltbereich

(Zusammenfassung des Vortrags)

Prof.Dr.Bruno Fritsch, ETH - Zürich

Zur Frage, welche Faktoren für die Erreichung einer hohen gesamtwirtschaftlichen Effizienz bei öffentlichen und privaten Investitionen wichtig sind, wurden von der ökonomischen Theorie im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse Kriterien vorgeschlagen. Neben der Erfassung und Bewertung von Kosten und Nutzen kommt der Festlegung einer "richtigen", vom Marktzins evtl. abweichenden Diskontrate entscheidende Bedeutung zu. Wie bedeutend die Festsetzung des "richtigen" Diskontsatzes für den Energiesektor ist, geht aus dem folgenden Zitat von Goeller und Weinberg hervor: "But the marketplace has a high discount rate: In technological changes that require many years, the marketplace as it now operates invariably seeks out paths that optimize short-term advantage. Such paths may waste resources in the long run. The situation is well illustrated by the Light Water Breeder Reactor (LWBR) and the Light Water Reactor (LWR). "...If one judges the relative economic costs on a very short write-off, the LWR wins; if the write-off is 30 years or longer, the LWBR wins. From the viewpoint of husbanding resources, over the long term the LWBR is better than the LWR; over the short term LWR is better."*)

Unter Bedingungen eines vollkommenen Kapitalmarktes sind die Dispositionen der Konsumenten und Investoren kongruent. Theoretisch entsprechen die restriktiven Bedingungen des vollkommenen Kapitalmarktes denjenigen des vollständigen Wettbewerbs: Existenz voller Information, volle Sicherheit (Ausklammerung des Risikos), keine Marktverzerrungen durch Monopole oder Oligopolpole, keine externen Effekte, Nichtexistenz öffentlicher Güter, d.h. Allgemeingültigkeit des Ausschlussprinzips, keine wirtschaftspolitischen Eingriffe, keine Umverteilungseffekte usw.

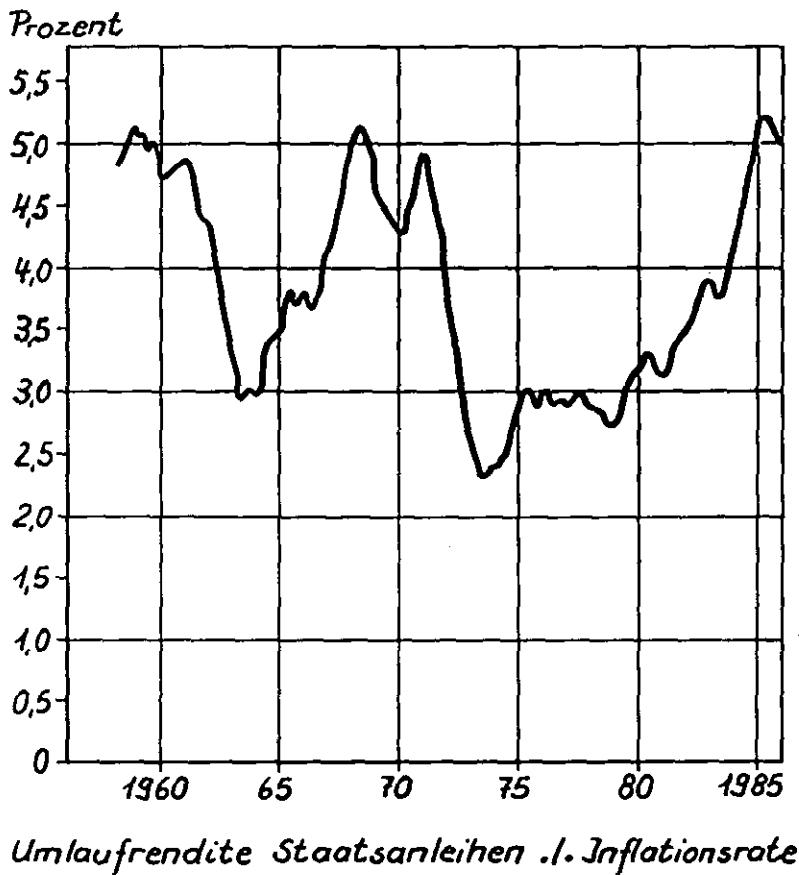
*) H.E.Goeller und A.M.Weinberg, The Age of Substitutability, in:
The American Economic Review, Vol. 68, No.6, December 1978, p.10

Unter diesen zunächst nur theoretisch postulierten Bedingungen richten die Konsumenten ihr Spar- und Konsumverhalten so ein, dass der Grenznutzen einer zukünftigen Konsumausgabe von 1 DM, diskontiert mit dem Marktzinssatz, gleich ist dem Grenznutzen einer Konsumausgabe von 1 DM in der Gegenwart. Der Marktzins ist für den Konsumenten also jene Rate, die für ihn den Grenznutzen des gegenwärtigen und des künftigen Konsums gleichsetzt. Der Wert des in der Zukunft liegenden Nutzens wird durch den Marktzins dem des Wertes des Gegenwartsnutzens gleichgesetzt. Die Grenzrate der Substitution von gegenwärtigem gegenüber zukünftigem Konsum, auch Zeitpräferenzrate genannt, ist somit gleich dem jeweils zur Diskontierung herangezogenen Zinssatz. Unter den oben genannten Bedingungen eines vollständigen Kapitalmarktes ist diese Rate identisch mit dem Marktzinssatz.

Wir beobachten heute generell einen Anstieg der gesellschaftlichen Zeitpräferenzrate, d.h. des realen Zinssatzes. Dieser Anstieg ist Ausdruck für den höheren Knappheitspreis, der für Konsumverzicht gezahlt werden muss. Die folgende Abbildung veranschaulicht den Anstieg des Realzinssatzes im Zeitraum von 1985-85 für die Bundesrepublik.

Je höher die Zeitpräferenzrate (Realzins) ist, um so mehr müssen zukunftsorientierte Projekte vom Staat in Angriff genommen werden. Die Ökonomen neigen deshalb zur Auffassung, dass mit steigendem Realzins tendenziell auch eine grössere Akzeptanz staatlicher Eingriffe einhergeht. Der Realzins wird durch zwei Faktorgruppen determiniert: einmal durch technisch-objektiv bestimmbare Faktoren, die sich in der Kapitalproduktivität manifestieren und zum andern durch subjektive, präferenzorientierte Faktoren, die das Zeitverhalten der Wirtschaftssubjekte widerspiegeln. Im Gleichgewicht müssen theoriegemäss die Zeitpräferenzrate der Wirtschaftssubjekte mit dem Grenzprodukt des Kapitals übereinstimmen.

Realzinssatz



Ist das Grenzprodukt des Kapitals höher als die Zeitpräferenzrate, werden die Wirtschaftssubjekte zu mehr Konsumverzicht bereit sein und damit den Kapitalstock (d.h. auch die künftigen Konsummöglichkeiten) erhöhen.

Liegt umgekehrt das Grenzprodukt des Kapitals unterhalb der Zeitpräferenzrate, wird der Kapitaleinsatz tendenziell zurückgehen (Verringerung der produktiven Kapitalverwendung); das gegenwärtige Konsumniveau wird auf Kosten des zukünftigen erhöht.

Wie oben erwähnt, gilt unter Bedingungen des vollkommenen Kapitalmarktes: Zeitpräferenzrate = Realzins = Marktzins. Empirisch existiert diese Gleichheit nicht, weil der Kapitalmarkt unvollständig ist. Wichtige Faktoren, die Abweichungen zwischen Marktzins und Realzins bedingen, sind:

- Finanzierung öffentlicher Investitionen durch Steuern
- Inflationseffekte
- Abweichungen zwischen den privaten und den sozialen Kosten infolge externer Effekte (volkswirtschaftliche Kosten)
- Damit zusammenhängend: unzureichende Möglichkeiten der kostenwirksamen Internalisierung von externen Effekten infolge technischer Schwierigkeiten, das sog. Ausschlussprinzip durchzusetzen. In der Umweltpolitik versucht man, z.B. durch das Verursacherprinzip einen Teil der durch die Betriebe externalisierten Kosten wieder zu internalisieren.

Die für Abweichungen zwischen Zeitpräferenzrate und Realzins verantwortlichen Faktoren sind

: auf Seiten der Variation der Zeitpräferenzrate:

- Steigender Wohlstand (bewirkt abnehmende Bereitschaft zum Verzicht auf Gegenwartskonsum)
- Veränderte Einstellung zur Arbeit (Wertwandel)
- Veränderungen in der Risikoperzeption
- Veränderungen in der Akzeptanz von neuen Technologien
- Lernfähigkeit und Lernbereitschaft der Gesellschaft.

: auf Seiten der Variation der Kapitalproduktivität:

- Die Art des technischen Fortschritts (arbeits- oder kapitalsparend)
- Gesellschaftliche Rahmenbedingungen für Innovationen
- Umsetzungsmechanismen von Erfindung - Innovation - in wirtschaftliches Wachstum.

Theoretisch ist es möglich, die Bedingungen für ein dynamisches Gleichgewicht innerhalb des Konzepts der "optimalen Fortschrittsrate" anzugeben: zwischen dem durch eine gegebene Zeitpräferenzrate ermöglichten technischen Fortschritt (Kapitalproduktivität) einerseits und dem jeweils offengelegten Risikoverhalten (Technikakzeptanz) andererseits besteht dann ein Optimum, wenn die bei positiver Zeitpräferenzrate finanzierbaren technischen Fortschritte gesellschaftlich akzeptiert werden.

Konstitutive Determinanten für dieses dynamische Gleichgewicht sind:

- Erfindungsrate
- Innovationstätigkeit (Innovationsklima)
- Kapitalbildung
- Akzeptanz institutioneller Änderungen
- Akzeptanz technischer Neuerungen

Wie aktuell diese Zusammenhänge sind, zeigt die gegenwärtige Diskussion um die energiepolitischen Konsequenzen von Tschernobyl. Man scheint momentan bereit zu sein, die durch einen Ausstieg aus der Kernenergie entstehenden Kosten zu akzeptieren sowie die mit dem verstärkten Einsatz von Kohle verursachte regionale und globale Umweltbelastung einschliesslich der damit verbundenen zusätzlichen Todesfälle (Bergbau) in Kauf zu nehmen, d.h. der sehr viel geringeren Umweltbelastung und sehr viel geringeren Zahl von zu erwartenden Todesfällen, die bei einem weiteren Ausbau der Kernenergie selbst für pessimistische Szenarien zu erwarten wären, vorzuziehen.

Prof. Dr. R. Schulten

Dr.-Ing. W. Fröhling

Institut für Reaktorentwicklung
Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Hochtemperaturreaktor-Module als Dampferzeuger
für Verfahren der Tertiären Ölgewinnung

Hochtemperaturreaktor-Module als Dampferzeuger für Verfahren der Tertiären Ölgewinnung

Schwere Öle werden voraussichtlich in den nächsten Jahren eine größere Rolle spielen, so daß deren Ausbeutung wahrscheinlich wirtschaftlich möglich wird. Eine heute in Aussicht genommene Technik zur Gewinnung dieser Öle ist das Dampfpluten. Der dafür erforderliche Dampf kann durch die Teilverbrennung des gewonnenen Öls oder durch Nuklearenergie in einem Hochtemperaturreaktor (HTR) gewonnen werden.

Das Konzept eines Dampfplutprojektes mit HTR ist in Abb. 1 dargestellt. Zwischen den HTR und das Dampfreaktionssystem ist ein Wasser/Dampfkreislauf geschaltet, der folgende Aufgaben hat:

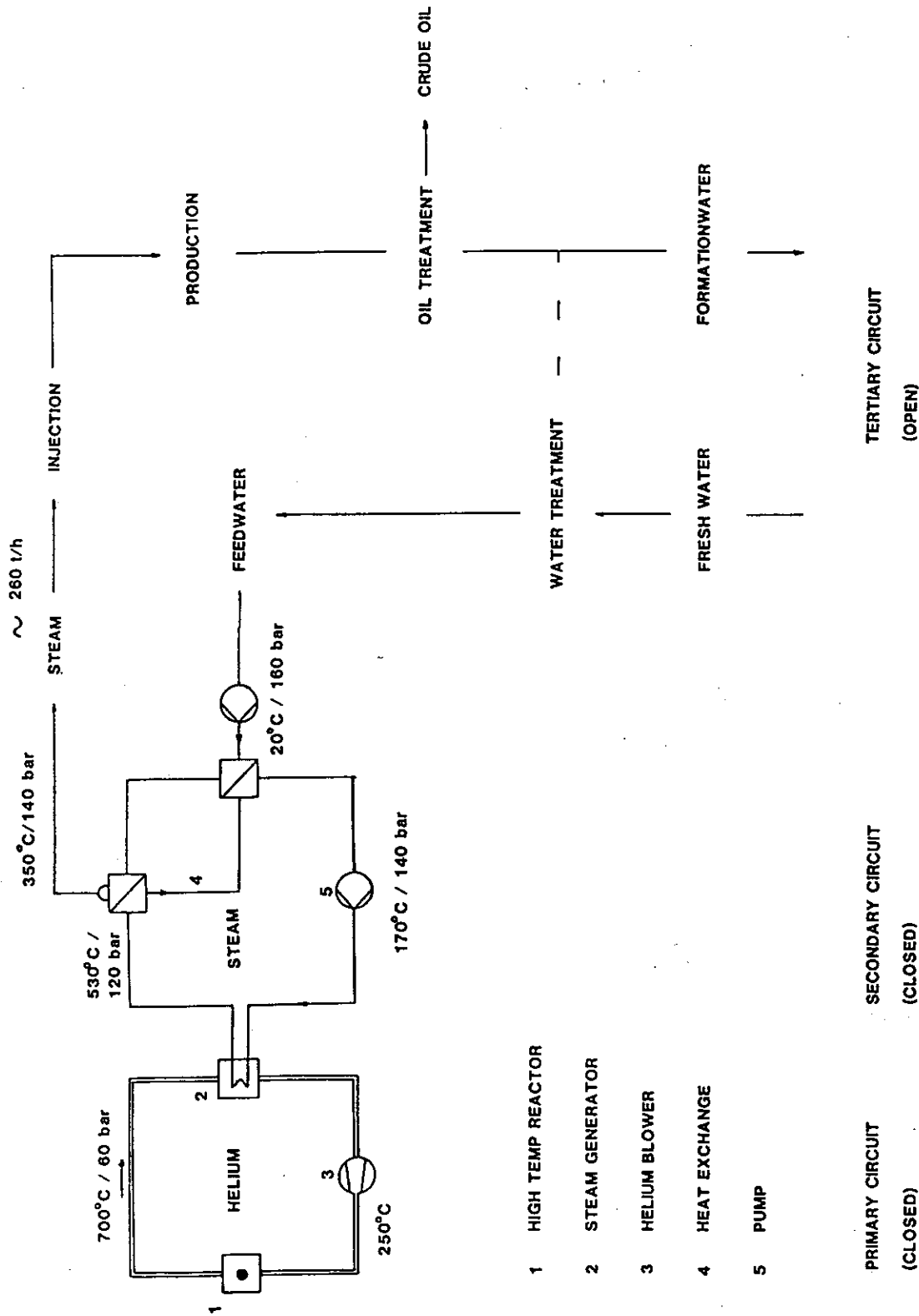
- klare Trennung zwischen dem HTR mit seinen atomrechtlich genehmigten Komponenten und dem konventionellen Dampfverteilungssystem
- weitere Barriere gegen den Übertritt radioaktiver Substanzen in den Injektionsdampf
- Vereinfachung der Wasseraufbereitung für den Injektionsdampf, z. B. Teilentsalzung

Aus verschiedenen Gründen ist die Leistung kleiner HTR-Module mit 200 bis 250 MWth festgelegt worden. Das bedingt eine Dampfproduktion von ca. 300 t/h und daraus abgeleitete Hauptdaten für ein HTR-Dampfplutprojekt, wie sie in Abb. 2 dargestellt sind. Wesentlich ist, daß für die Lebensdauer des HTR von z.B. 20 Jahren auch entsprechende förderbare Ölreserven vorhanden sind, bei einem Dampf/Öl-Verhältnis von 5 etwa 8 bis 10 Mio to.

Während konventionell befeuerte Kleindampferzeuger direkt auf dem Ölfeld aufgestellt werden, um die Dampfleitungslängen klein zu halten, können bei einem HTR verschiedene Gründe für einen Standort in einiger Entfernung vom Ölfeld sprechen, z.B. ein günstiger Standort an einem Fluß oder eine besonders gelagerte Situation der Infrastruktur. In solchen Fällen ist ein Ferntransport des Dampfes zum Ölfeld erforderlich, z.B. über 3 km. Die technischen und wirtschaftlichen Grenzen für diesen Dampftransport zeigen Abb. 3 und 4. Man kann feststellen, daß auch sehr große Entfernungen zwischen HTR und Ölfeld von z.B. 20 km keine allzu großen Temperatur- und Druckverluste verursachen würden. Es sind vielmehr die entstehenden Kosten, welche die Transportentfernung auf maximal 5 bis 10 km begrenzen.

Ausschlaggebend für die wirtschaftliche Einschätzung eines Dampfplutprojektes sind natürlich die Dampferzeugungskosten. Wie aus Abb. 5 zu erkennen ist, erfordert ein HTR-Dampfprojekt unter der Annahme eines Dampf/Öl-Verhältnisses von 5 langfristig gesicherte Ölerlöse von ca. 500 DM/t.

Seit Mitte 1985 besteht eine vertraglich geregelte Zusammenarbeit zwischen der KFA und dem Institut für Nukleartechnologie in Peking, welche eine Untersuchung über den Einsatz eines kleinen HTR zur Ölförderung in China zum Ziel hat. Beide Seiten werden durch Fachfirmen und Institute unterstützt. Von chinesischer Seite wurde für die Studie ein interessantes Ölfeld vorgeschlagen (Abb. 8), welches nach dem augenblicklichen Stand der Exploration günstige Daten für ein Dampfplutprojekt aufweist. Das Shengli-Feld ist mit einer Jahresproduktion von ca. 27 Mio t das zweitgrößte Feld Chinas und bietet auch durch seine Infrastruktur gute Voraussetzungen für ein erfolgreiches Projekt.



CONCEPTION OF STEAM-DRIVE PROJECT WITH HTR

HTR Steam Drive Project
Main Data

Thermal Power HTR, MW	250
Steam Production, T/Hr.	325
Steam-Oil Ratio	5
Oil Production, T/YR.	490 000
Injection Steam, °C/bar (Wellhead Conditions)	350/140
Distance of Steam Transport from HTR to Field, km	5
Pressure and Temperature Loss for Steam Transport and -Distribution, bar/°C	10/50
Steam Injection Wells	19
Steam Injection per Well, T/hr	17
Production Wells	100
Project Area, km ²	5 ... 10
Cummulative Oil Production over 20 yrs., 10 ⁶ Tons	8 ... 10

Transportation of Steam

HTR  L  Distribution on the Field

Transportation Distance L (km)	3	21
Real length of steam pipe (km)	4.9	34
Throughput of steam (t/hr)	293	284
Insulation (mm)	350	350
Inner diameter pipe (mm)	560	560
Pressure loss on L (bar)	1.5	10.2
Temperature loss on L (k)	6	44

Transportation of Steam

Transportation Distance km	5	10	20
Steam Throughput, t/h	75 300	75 300	300
Investment, 10 ⁶ DM	14 40	28 80	160
Transportation Cost, DM/t	4 2,5	8 5	11

charge on investment:

interest, repayment 12,5 % p.a.

insurance 0,5 % p.a.

maintenance, repair 2,0 % p.a.

15 % p.a.

Steam Generation and Transportation Costs

Assumptions

1) HTR dual purpose plant,

2 x 200 MJ/s

cogeneration of steam and electricity

steam: 267 t/h, at 340 °C,

140 bar

electricity: 80 MWe

2) Transportation from plant

to oilfield of 267 t/h steam,

distance 5 km

steam cost at plant border

35 ... 40 DM/t

transportation over 5 km

(distribution on the field to
wellheads not included)

2,5 DM/t

steam cost free oilfield

37,5 ... 42,5 DM/t

Cooperation
between
Tsinghua University
Institute of Nuclear Energy Technology
and
Kernforschungsanlage Jülich
on
Technical and Economic Assessment
of the Use of the
High Temperature Reactor
in
(A) Heavy Oil Recovery
(B) Chemical Industry

Abb. 6

Use of the HTR in Heavy Oil Recovery
in the People's Republic of China

Contracting Partners:

KFA - Kernforschungsanlage Jülich
INET - Institute of Nuclear Energy Technology,
Tsinghua University Peking

Supporting Companies and Institutions

to KFA: - RWTH Aachen, Institute for Mining
 - Universität Duisburg; Institute for Energy
 Technology
 - KWU
 - HRB

to INET: - Ministry for the Oil Industry
 - Shengli Oilfield Co.

Reference Oil Field:	Shengli, Shanyasi Section
----------------------	------------------------------

Explorated Area	12 km ²
Oil in Place	66 . 10 ⁶ t
Depth of Pay	1 200 m
Oil Gravity	0.98 g/cm ³
Estimated Recovery for Steam Soak + Drive	15 ... 20 . 10 ⁶ t
First Steam Soak Experiments	Oct. 1984

Abb. 8

Dr.-Ing. W. Fröhling

Institut für Reaktorentwicklung
Kernforschungsanlage Jülich GmbH

KFA-Ansätze zur Simulation von Dampfleitverfahren

KFA-Ansätze zur Simulation von
Dampfplutverfahren

Dr. W. Fröhling
Institut für Reaktorentwicklung

Bei Anwendung von Hochtemperatur-Modulen (HTR) als Dampferzeuger für die tertiäre Ölförderung mittels Dampfpluten stellt sich die Notwendigkeit umfangreicher numerischer Untersuchungen zum Verhalten der Lagerstätte sowie zu einer optimierten Feldentwicklung womöglich noch dringender als bei anderen tertiären Förderverfahren. Der Grund liegt in dem großen, mit einem HTR-Dampfprojekt verbundenen Kapitalvolumen sowie in der Notwendigkeit, relativ große Dampfmenen von z. B. 250 300 t/h gleichmäßig über einen langen Zeitraum von z.B. 15 Jahren im Feld einzuspeisen.

Für den schwierigsten Teil der numerischen Untersuchungen, nämlich die Simulation des Transports von Wasser und Kohlenwasserstoffen in mehreren Phasen im porösen Medium der Lagerstätte unter Zufuhr von Wärme, gibt es nur wenige, meist von den großen Ölfirmen entwickelte Programme. Diese sind nicht frei verfügbar und oft auch nicht im Auftragsverfahren durch Dritte nutzbar. Eine kommerzielle Vergabe von Rechnungen für wissenschaftliche Studien zur Erdölgewinnung mit HTR-Dampf wäre zudem äußerst kostspielig.

Gespräche mit dem Institut für Tiefbohrtechnik, Erdöl und Erdgasgewinnung (ITE) der Universität Clausthal haben ergeben, daß der gegenwärtige Stand der numerischen Simulation des Dampfplutens durchaus noch wesentliche, offene Problemstellungen aufweist. Das Institut für Reaktorentwicklung (IRE) der KFA und das ITE haben sich daher entschlossen, gemeinsam die Entwicklung eines numerischen Simulators für das Dampfpluten durchzuführen.

Dabei stellt das ITE die erforderlichen bergmännischen Kenntnisse zur Verfügung und übernimmt die Verifizierung des Programms im Labor. Das IRE wird, aufbauend auf seinen langjährigen

Erfahrungen mit der Aufstellung und Lösung von theoretischen Modellen, die eigentliche Programmerstellung durchführen.

Die Institute gehen davon aus, daß das Ziel der Entwicklung eines theoretischen Modells für die Dampf-injektion nur schrittweise zu erreichen ist. Das bedeutet, daß ausgehend von einfachen Ansätzen mehrere Programme mit zunehmender Komplexität entwickelt werden, welche jeweils labormäßig bzw. durch Nachrechnen von realen Feldsituationen verifiziert werden.

Für die erste Stufe der Entwicklung weniger komplexer Programme wird ein Zeitraum von ca. 2 Jahre veranschlagt. Für die zweite Stufe, die Entwicklung eines komplexen Dampf-flutmodells, werden weitere 3 Jahre veranschlagt.

KFA - ANSÄTZE ZUR SIMULATION VON DAMPFFLUTVERFAHREN

1. NUKLEARE DAMPFERZEUGUNG:

BESONDERS UMFANGREICHE SIMULATIONSRECHUNGEN ERFORDERLICH

GRÜNDE: - GROSSE INJEKTIONSDAMPFMENGEN (200 - 300 T/H)

- LANGER INJEKTIONSZEITRAUM,
HTR ARBEITET Z.B. 15 JAHRE
- GROSSE KAPITALBINDUNG

2. NUMERISCHE DAMPFSIMULATOREN

STAND DER PROGRAMME:

- WENIGE WELTWEIT VORHANDEN
- WESENTLICHE VERBESSERUNGSMÖGLICHKEITEN
- NICHT FREI VERFÜGBAR
- KOMMERZIELLE RECHNUNGEN FÜR WISSENSCHAFTLICHE
STUDIEN ZU KOSTSPIELIG

DAHER NEUENTWICKLUNG SINNVOLL.

3. ZUSAMMENARBEIT KFA - TU CLAUSTHAL

ZIEL: NEUENTWICKLUNG EINES DAMPFFLUTSIMULATORS

PARTNER: KFA / IRE:
ERSTELLUNG UND LÖSUNG VON THEORETISCHEN
MODELLEN, PROGRAMMIERUNG

TU CLAUSTHAL / IRE:
BEARBEITUNG BERGMÄNNISCHER FRAGEN,
VERIFIZIERUNG IM LABOR

ZEITRAUM: 4 - 5 JAHRE

Prof. Dr. C.B. von der Decken

Institut für Reaktorbauelemente
Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Das KFA-Programm für die Synthese von Alkoholen
im Rahmen eines systemaren Ansatzes

Das KFA-Programm für die Synthese von Alkoholen im Rahmen eines systemaren Ansatzes

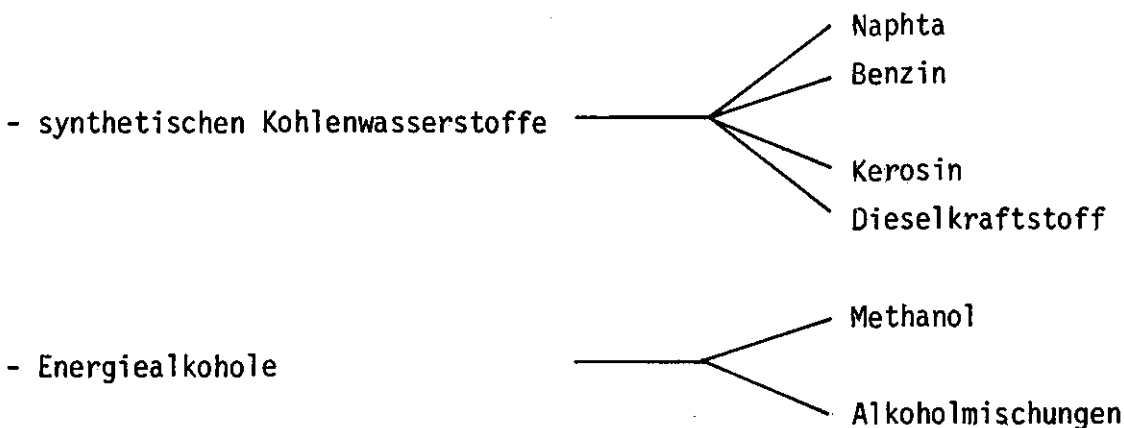
C.-B. von der Decken

In den vorangegangenen Vorträgen wurde gezeigt:

- um die Jahrhundertwende entsteht ein Bedarf an synthetischen Energieträgern;
- zunehmend müssen dann Erdgas und Kohle sowie rückstandsreiche Schweröle, Naturbitumen und Schieferöle als Rohstoffbasis dienen;
- eine zentrale Aufgabe wird sein, die sehr stark verunreinigten Energierohstoffe mit umweltfreundlichen Methoden, möglichst unter Schließung der Stoffströme, in saubere Energieträger umzuwandeln.

Für die KFA ergibt sich hieraus die Aufgabe, in ihrem Arbeitsbereich Energie- und Umwelttechniken sich mit der Entwicklung von Verfahren zur Herstellung und Nutzung von flüssigen synthetischen Energieträgern auseinanderzusetzen.

Für die Herstellung von flüssigen, synthetischen Energieträgern bieten sich zwei Produktzielrouten an:



Der erste Weg, die Synthese von Kohlenwasserstoffen, führt zu den bekannten im Markt eingeführten Produkten wie Naphta, Benzin, Kerosin und Dieselmotorkraftstoff. Der Nachteil bei der Kohlenwasserstoffsynthese ist die geringe Produktselektivität der traditionellen Fischer-Tropsch-Synthese, die eine umfassende Produkttrennung und Nachverarbeitung notwendig macht. Der Wunsch nach verbesserter Prozeßselektivität hat z.B. zu den beiden Neuentwicklungen geführt: der "Shell middle distillate Synthesis" und der Zeolith-Synthese.

Die KFA hat sich entschieden, der zweiten Route zu folgen und hat ein mittelfristiges Forschungs- und Entwicklungsprogramm zur "Herstellung und Verwendung von Energiealkoholen" begonnen. Wir verstehen dabei unter "Energiealkoholen" solche Alkohole, die aus fossilen Energierohstoffen oder aus Biomasse zum Zweck der Verwendung als flüssige Energieträger hergestellt und sowohl als Kraftstoffe in motorischen Verkehrsaggregaten als auch in Aggregaten zur Wärmeerzeugung verwendet werden sollen. "Energiealkohole" können aus Methanol, Äthanol und aus Mischungen mit unterschiedlichen Konzentrationen höherer Alkohole bestehen. "Energiealkohole" unterscheiden sich von Methanol als Grundstoff für die chemische Industrie sowohl in ihrer auf den jeweiligen energietechnischen Verwendungszweck optimalen Zusammensetzung als auch in dem geforderten Reinheitsgrad.

Der Grund dafür, daß wir uns entschlossen haben der zweiten Produktzielroute zu folgen, ist, daß wir folgende Potentiale für Energiealkohole sehen:

- Selektivität,
- geringere Umweltbelastung,
- Methanol als Energietransportmittel.

Im Gegensatz zu den Kohlenwasserstoffen ist Methanol als kleinstes Molekül der homologen Reihe schon flüssig. Bei den kleinsten Molekülen der homologen Reihe kann bei der Synthese eine außerordentlich hohe Selektivität erreicht werden. Wir glauben, daß auch bezüglich der Energiealkoholmischungen, wie sie für die Nutzung interessant sind, potentiell eine hohe Selektivität erreichbar sein sollte.

Weiterhin ist, das gilt zum mindestens qualitativ, die Umweltbelastung bei der Nutzung von Energiealkoholen geringer als bei Erdölprodukten. Hier ha-

ben wir das Ziel, dieses Umweltpotential der Energiealkohole zu quantifizieren und durch entsprechende Entwicklung und Optimierung der Verfahren zur Nutzung zu realisieren.

Schließlich ist es möglich, daß in Zukunft Methanol als Energietransportmedium dort eingesetzt wird, wo große Entfernungen zu überbrücken sind (z.B. russisches Erdgas). Es wäre dann der Schritt von dem Energietransportmedium Methanol zum flüssigen synthetischen Endenergieträger Energiealkohol sehr klein.

Den Vorteilen stehen zwar auch Nachteile der Energiealkohole verglichen mit den synthetischen Kohlenwasserstoffen gegenüber, wie Markteinführung neuer Produkte und kleinerer Heizwert.

Wir glauben aber, daß es eine notwendige und auch lohnende Aufgabe gerade für eine Großforschungsanlage wie die KFA ist, sich in einem systematischen Forschungs- und Entwicklungsprogramm mit der Option der Energiealkohole auseinanderzusetzen. Natürlich kann es sich dabei nur, wie schon eingangs erwähnt, um ein mittelfristiges Programm handeln.

Ich möchte nun das Energiealkohol-Programm der KFA an dem Schema der Abb. 1 diskutieren.

Für die Herstellung synthetischer flüssiger Energieträger werden zunächst die mehr oder weniger schadstoffreichen Energierohstoffe in saubere Synthesegase umgewandelt.

Als Ausgangsstoffe eignen sich gasförmige, flüssige und feste Energierohstoffe. Die Zusammensetzung des aus den Ausgangsstoffen gewonnenen Rohsynthesegases verschiebt sich vom Erdgas über die flüssigen Kohlenwasserstoffe zu den Kohlen von Wasserstoffüberschuß bei Methan bis zum Kohlenstoffüberschuß bei den Kohlen. Beim Vergasungsprozeß ballastreicher Energierohstoffe wird ein großer Teil der Schadstoffverunreinigungen zurückgehalten. Dieser erste Schritt bei der Umwandlung der Energierohstoffe in flüssige Energieträger, die Herstellung der Rohsynthesegase, ist verfahrenstechnisch und wirtschaftlich am aufwendigsten. Bis zu etwa 50 % der Kosten müssen hierfür aufgewendet werden.

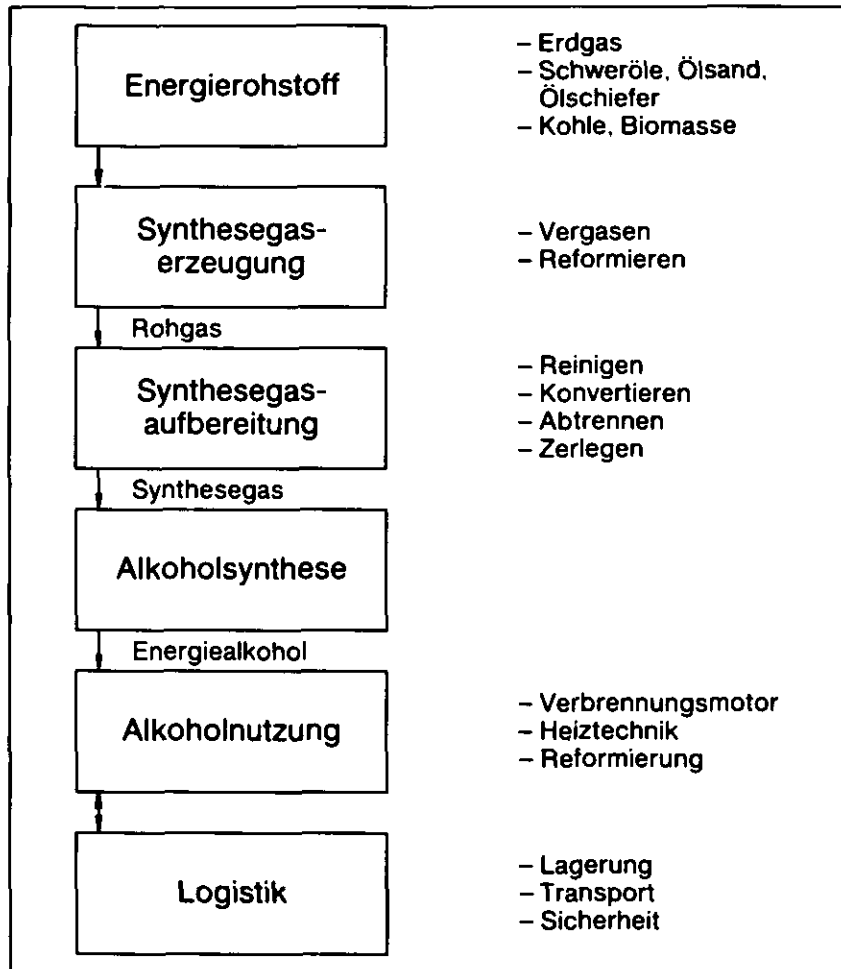


Abb:1 Herstellung und Nutzung von Energiealkoholen

Der nächste Schritt ist die Aufarbeitung der Rohsynthesegase. Neben der entsprechenden Reinigung ist es vor allem notwendig, die synthesesegerechte Einstellung der Zusammensetzung des Gases durchzuführen. Dabei muß insbesondere ein Wasserstoff-Kohlenmonoxid-Verhältnis von etwa 2 : 1 erreicht werden. Während bei der Methanreformierung Wasserdampf und CO_2 zugesetzt und überschüssiger Wasserstoff abgetrennt werden muß, werden bei der Synthesegas-erzeugung aus Rückstandsölen und Kohlen, Wasserstoff und Sauerstoff als Wasserdampf und reiner Sauerstoff zugesetzt und der Kohlenstoffgehalt über einen CO-CO_2 -Shift abgesenkt. Auch dieser Schritt fällt bei der Erzeugung flüssiger synthetischer Energieträger kostenmäßig sehr ins Gewicht.

Man muß sich darüber im klaren sein, daß schon allein wegen der notwendigen Darstellung des Synthesegases der verfahrenstechnische Aufwand für die Erzeugung synthetischer, flüssiger Energieträger im Vergleich zur destillie-

renden Rohölverarbeitung relativ groß ist. Das entsprechende ergibt sich bei der Betrachtung der thermischen Wirkungsgrade. Bei der Erzeugung von synthetischen, flüssigen Energieträgern dürften etwa 40 - 50 % des eingebrachten Energieinhaltes der Rohstoffe im Prozeßablauf verwendet werden. Dabei wird auch zu untersuchen sein, wie weit es im Einzelfall sinnvoll ist, den Energiebedarf durch die Einkopplung der Wärme eines Hochtemperaturreaktors zu decken. In jedem Fall ist aber der Bedarf an Umwandlungsenergie hoch im Vergleich zur destillierenden und selbst zu konvertierenden Rohölverarbeitung mit thermischen Wirkungsgraden um 90 %. Hier wird deutlich, warum die synthetischen flüssigen Energieträger erst eine Chance haben, wenn sich die Marktsituation und die technische Verfügbarkeit der konventionellen Rohöle merklich ändern.

Die Synthese von Methanol ist zwar für seine Nutzung als chemischer Rohstoff in Bezug auf die Selektivitätssteuerung, Verfahrenstechnik und Wirtschaftlichkeit Stand der Technik. Für Alkoholkraftstoffe und Alkoholbrennstoffe fehlen bisher jedoch die verbrauchsorientierten Anforderungsprofile, nach denen die Synthesen bezüglich der Prozeßführung, Verfahrenstechnik und Wirtschaftlichkeit optimiert werden können.

Aus der Entwicklung von Verfahren für die Nutzung, d.h. Motorenentwicklung und Brennerentwicklung, werden sich aber Produktspezifikationen ergeben, die von der Synthese der Energiealkohole zu erfüllen sind, wobei die Minimierung der Umweltbelastung bei der Entwicklung der Verfahren eine entsprechende Rolle spielen muß. Hinzu kommen noch Anforderungen, die sich aus der technischen Logistik, d.h. den Problemen der Lagerung, des Transports und der Verteilung insbesondere aber bzgl. der Sicherheit ergeben.

Hieraus ergeben sich die verschiedenen Arbeitsbereiche des KFA-Programms, die im folgenden kurz erläutert werden:

Der Schwerpunkt der Arbeiten liegt auf dem Gebiet der Alkoholsynthese. Eine Versuchsanlage im Pilotmaßstab mit einer Tagesleistung von etwa 4000 Liter geht in den nächsten Tagen im IRB in Betrieb. Für die notwendigen Basisuntersuchungen steht ein Syntheselabor zur Verfügung, das mit zwei Differential-Kreislaufreaktoren des Berty-Typs für Drücke von 50 bzw. 150 bar sowie einem Hochdruck-Integralreaktor für Drücke über 150 bar ausgerüstet ist. Das Synthesegas für das Labor wird mit Hilfe einer Methanolreformierungs-

- Verfahrenstechnische und wirtschaftliche Untersuchungen der Umwandlungsprozesse
- Alkoholsynthesen
- Nutzung von Alkoholen zur Wärmeerzeugung
- Nutzung von Alkoholen im Transportsektor
- Technische Logistik (Lagerung, Transport, Sicherheit)
- Einführungs- und Verbraucherstrategien
- Systemanalytische Einbindung in Gesamtenergiestrategien

Abb: 2 Forschungsprogramm „Energiealkohole“ der KFA

anlage bereitgestellt.

Wir halten es für sehr wichtig und unumgänglich notwendig, daß die Entwicklung und Optimierung von Alkoholsynthesen, in engster Wechselwirkung mit der Verfahrensentwicklung, für die Verwendung der Alkohole in der Wärmeerzeugung und dem Verkehrssektor geschieht. Auf der einen Seite werden sich Produktanforderungen für diese Synthese ergeben, auf der anderen Seite werden aber auch die Möglichkeiten und Grenzen der Synthese die Verfahrensentwicklung bei der Nutzung beeinflussen. Hinzu kommen noch, wie schon erwähnt, die Anforderungen, die sich aus der technischen Logistik, d.h. der Lagerung, dem Transport und der Verteilung sowie aus Sicherheitsfragen ergeben. Eine entsprechend enge Wechselbeziehung bei der Entwicklung der Synthese ist auch in Bezug auf die vorgeschalteten Prozesse der Synthesegaserzeugung und der Gasaufbereitung erforderlich, um später eine Gesamtoptimierung durchführen zu können. Aus der engen Wechselbeziehung mit den vorgeschalteten und nachgeschalteten Prozessen ergab sich für die Konzeption der Pilotanlage für die Alkoholsynthese die Forderung nach einer entsprechend großen Flexibi-

lität. Das Fließschema der Pilotanlage ist in Abb. 3 dargestellt.

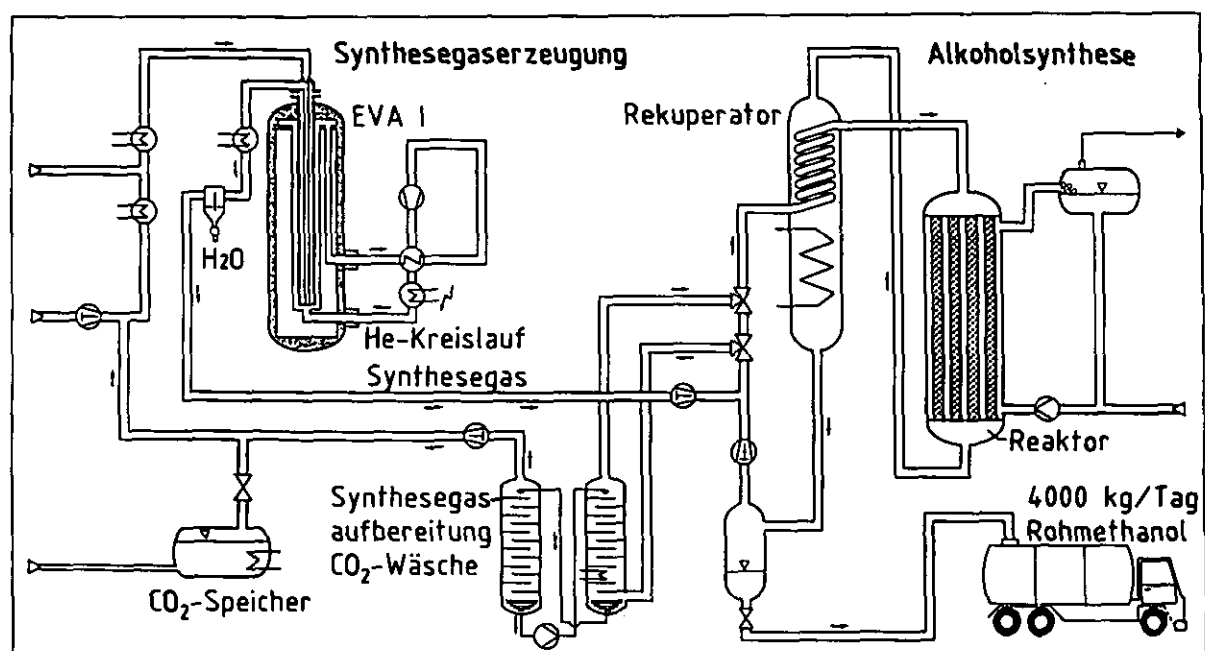


Abb: 3 Pilotanlage für Energiealkoholsynthese

Für die Synthesegasdarstellung steht aus den früheren Arbeiten zur nuklearen Prozeßwärme und dem Projekt Nukleare Fernenergie (ADAM - EVA) die heliumbeheizte Methan-Dampfreformierungsanlage EVA I zur Verfügung. Der rohrförmige Reaktor wird zur Deckung des Bedarfs an Reaktionswärme von außen mit Helium beheizt. Damit wird die Einsatzmöglichkeit von nuklear erzeugter Wärme für den endothermen Reformierungsprozeß demonstriert. Das Erdgas wird bereits vor Eintritt in den Reformier mittels Aktivkohle- und Zinkoxydbetten, insbesondere im Hinblick auf gasförmige Schwefelverbindungen, gereinigt. Durch die zusätzliche Einspeisemöglichkeit von CO_2 und eine CO_2 -Wäsche kann die Zusammensetzung des Synthesegases in weiten Bereichen variiert werden. Die etwa 600 Nm^3 Synthesegas pro Stunde werden von einem Kompressor von 20 bar auf den Synthesedruck von max. 160 bar komprimiert, wobei sämtliche Komponenten des Synthesekreislaufes für einen Druck von 160 bar ausgelegt sind. Weiterhin kann das Synthesegas dem Kreislaufgas im Verhältnis von 1 : 1 bis 1 : 5 beigemischt werden. So ergibt sich insgesamt eine große Variationsmöglichkeit der Synthesebedingung. Im Reaktor durchströmt das Synthesegas katalysatorgefüllte Reaktionsrohre, wobei die exotherme Umwandlung in Alkohole erfolgt. Eine Außenkühlung der Rohre mit siedendem Wasser und die Aufheizung der nicht reagierenden Gasbestandteile sorgen für nahezu isotherme

Reaktionsbedingungen. Dies ist eine wichtige Voraussetzung für eine selektive Alkoholsynthese.

Ein weiteres wichtiges Arbeitsgebiet (siehe Abb. 2) sind die verfahrenstechnischen und wirtschaftlichen Untersuchungen der Umwandlungsprozesse von Energierohstoffen zu reinen Synthesegasen. Hier kann die KFA in einigen Bereichen an ihre Erfahrungen aus den Arbeiten auf dem Gebiet der nuklearen Prozeßwärme anknüpfen. Die Vorkenntnisse und die Kapazitäten der KFA auf diesem Gebiet sind aber begrenzt und wir hoffen, daß wir durch die Zusammenarbeit mit einschlägigen Firmen und Instituten, zum Teil in Form von Studien, die notwendigen Kenntnisse gemeinsam erarbeiten können.

Im Arbeitsbereich Nutzung von Alkoholen für die Wärmeerzeugung werden im IRB der KFA experimentelle Arbeiten durchgeführt, über die im anschließenden Vortrag im einzelnen berichtet wird.

Auf dem Gebiet der motorischen Nutzung bemühen wir uns um enge Kontakte mit der einschlägigen Industrie und hoffen, von dort die notwendigen Kenntnisse über die Produktspezifikationen zu erhalten. Darüber hinaus wird an der RWTH Aachen am Lehrstuhl von Prof. Pischinger ein Untersuchungsprogramm zum Einsatz von Energiealkoholen in Dieselmotoren in enger Wechselwirkung mit unseren Arbeiten zur Synthese begonnen.

Die Fragen der technischen Logistik werden wir in enger Kooperation mit dem Technischen Überwachungsverein, der Genehmigungsbehörde und den Industriefirmen bearbeiten. Wir rechnen damit, daß sich aus dieser Sicht, wie z.B. bezüglich des Problems der Explosionsgrenzen, wichtige Randbedingungen für die Produktspezifikation ergeben.

Schließlich sollte man nicht zu spät an Fragen der Markteinführungs- und Verbraucherstrategien denken, da sich auch hieraus möglicherweise Notwendigkeiten von z.B. verfahrenstechnischen Zwischenlösungen ergeben könnten, und es sollte auch das Energiealkohol-Programm in die Arbeiten der KFA zu Gesamt-Energie-Konzept-Strategien eingebunden werden.

Zum Schluß möchte ich die Zielsetzung des Programms wie folgt definieren:

Ziel des Programms "Herstellung und Nutzung von Energiealkoholen" der KFA ist es, alle Verfahrensschritte, von der Synthesegaserzeugung über Synthe-

segasaufbereitung und Synthese bis hin zur Nutzung - einschließlich Lagerung und Transport -, so zu entwickeln und in ihren gegenseitigen Abhängigkeiten zu untersuchen, daß bei einer späteren Markteinführung bei den dann gegebenen Randbedingungen eine Optimierung des gesamten Systems aus technischer, umweltbezogener und wirtschaftlicher Sicht erfolgen kann.

Dr.-Ing. P. Bröckerhoff

Institut für Reaktorbauelemente
Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Neue Wege zur emissionsarmen Verbrennung in der Wärmeerzeugung

Seminar "Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich"

1./2. Juli 1986

Neue Wege zur emissionsarmen Verbrennung in der Wärmeerzeugung

von

P. Bröckerhoff

1. Einleitung

Bei der Verbrennung wird die in chemischer Form gebundene Energie als Wärme freigesetzt. Zusammen mit der für den Verbrennungsvorgang notwendigen Verbrennungsluft bilden sich dabei Reaktionsprodukte, die sich im Ab- oder Rauchgas als umweltneutrale und -schädigende Stoffe wiederfinden. Bei der Verbrennung fester Brennstoffe bleibt zusätzlich im Feuerungsraum Asche oder Schlacke zurück. Höhe und Zusammensetzung der Schadstoffe im Abgas werden beeinflusst von der Art des Brennstoffs und der Feuerungstechnik.

2. Schadstoffe

Zu den umweltneutralen Stoffen, die bei allen Prozessen zur Wärmeerzeugung entstehen, zählen Sauerstoff, Stickstoff und Wasser bzw. Wasserdampf. In Abb. 1 sind nach Holle /1/ umweltschädigende Stoffe aufgelistet, aufgeteilt nach den brennstoff- und prozeßabhängigen Substanzen.

Brennstoffabhängig sind die Stoffe der ersten Gruppe. Zu ihr gehören Kohlendioxid sowie die Schwefel-, Fluor-, Chlor- und Bleiverbindungen. Kohlendioxid CO_2 wird vielfach noch als umweltneutral angesehen. Wegen seiner in den letzten Jahren starken Zunahme wird allerdings langfristig mit einer globalen Klimaveränderung

1. Brennstoffabhängig

Kohlendioxid CO_2
Schwefeloxide SO_2 und SO_3
Fluorverbindungen, z.B. Fluorwasserstoff HF
Chlorverbindungen, z.B. Chlorwasserstoff HCl
Bleiverbindungen, Flugasche

2. Brennstoff- und prozeßabhängig

Stickstoffmonoxid NO
Stickstoffdioxid NO_2

3. Prozeßabhängig (unvollständige Verbrennung)

Kohlenmonoxid CO
Schwefelwasserstoff H_2S
Ammoniak NH_3
Kohlenwasserstoffe CH
Aldehyde RCHO
Säuren RCOOH

4. Feststoffe

Flugasche
Flugkoks
Ruß

Abb. 1 Umweltschädliche Stoffe

gerechnet, da die bei der Umwandlung fossiler Energieträger freiwerdenden Mengen nicht ohne weiteres von der Natur verarbeitet werden können. Stickoxide, die in der zweiten Gruppe aufgeführt sind, entstehen bei allen Verbrennungsprozessen. Ihre Entstehung hängt sowohl vom Brennstoff als auch vom Umwandlungsprozeß ab. In der Summe werden die Stickstoffoxide mit NO_x bezeichnet. Hier unterscheidet man zwischen dem prompten oder frühen NO_x , dem Brennstoff- NO_x und dem thermischen NO_x , das bei Temperaturen oberhalb 1200°C in der Verbrennungszone entsteht, und zwar bei jedem Brennstoff. Die NO_x -Entstehung hängt ab von der Flammentemperatur, dem Partialdruck des Sauerstoffs und der Verweilzeit. Diese drei Größen beeinflussen sich gegenseitig. Fast nur von der Prozeß-

führung - Folge unvollständiger Verbrennung - hängen die Stoffe der folgenden Gruppe ab. Hierzu zählen besonders Kohlenmonoxid CO , Schwefelwasserstoff H_2S , Ammoniak NH_3 , Kohlenwasserstoffe, Aldehyde und Säuren. Diese Stoffe können, bis auf Kohlenmonoxid, grundsätzlich bei allen Brennstoffen entstehen. Kohlenmonoxid CO tritt nur bei der Verbrennung aller kohlenstoffhaltigen Brennstoffe als Zwischenprodukt auf. Ursachen für seine Entstehung sind entweder Luftmangel oder bei Luftüberschuß zu rasche Abkühlung. Zu den Kohlenwasserstoffen zählen z.B. Paraffine, Olefine und die aromatischen Kohlenwasserstoffe. Ebenso finden sich im Abgas feste Bestandteile wie Stäube, Flugasche, Flugkoks und Ruß wieder, die zur vierten Gruppe gezählt werden.

3. Möglichkeiten der Emissionsminderung

Die Möglichkeiten zur Emissionsminderung bestehen in primären und sekundären Maßnahmen. Zur ersten Gruppe, also den primären, gehören das Reinigen der Brennstoffe bzw. die Verwendung möglichst reiner Brennstoffe, der rationelle Einsatz, konstruktive Maßnahmen zur Gestaltung des Brennraums und Zugabe von Bindemitteln, /2/. Reichen diese Schritte nicht aus, ist auf Sekundärmaßnahmen zurückzugreifen. Hierbei werden die Rauchgase z.B. mittels Entstaubungs-, Entschwefelungs- und Entstikungsanlagen gereinigt. Die konsequente Anwendung dieser Maßnahmen würde eine deutliche Verringerung der Schadstoffe zur Folge haben. Allerdings ist dies nur mit großem finanziellen Aufwand zu realisieren. Daher erscheint es lohnend, sich mit der Anwendung weiterer Primärmaßnahmen näher auseinanderzusetzen, die helfen könnten, die Umweltbelastungen zu mindern. Über diese Maßnahmen soll im folgenden berichtet werden.

Die erste Maßnahme besteht in der Verwendung eines sauberen Brennstoffs, die zweite in der Senkung der Reaktionstemperatur. Als Brennstoff könnten die Energiealkohole, also Methanol und Mischungen aus Methanol mit höheren Alkoholen, in Frage kommen. Beim Methanol handelt es sich um ein Molekül, bei dem

die Zahl der bei der Verbrennung auftretenden Nebenprodukte geringer sein wird als bei großen komplizierten Verbindungen. Die Alkoholgemische weisen nur wenige genau definierte Moleküle auf. Auch ihre Verwendung bietet die Chance der Optimierung von Brennersystemen bezüglich der Umweltbelastung. Neben der Herstellung der Alkohole in der KFA, siehe /3/, soll die Eignung als Brennstoff zunächst des Methanols, später die der Gemische, in einem Forschungs- und Entwicklungsprogramm nachgewiesen werden.

Abb. 2 enthält einige Brennstoffdaten des Methanols im Vergleich zu Heizöl EL und Methan, das stellvertretend für Erdgas steht. Die adiabate Verbrennungstemperatur bei stöchiometrischer Ver-

	Methanol	Heizöl (EL)	Gas (CH ₄)
Molekulargewicht M (kg/Kmol)	32,04		16,04
Adiabate Verbrennungs- temperatur t_{ad} (°C)	1944	2109	2038
Heizwert H_u (MJ/kg)	19,95	42,70	50,00
Brennwert H_o (MJ/kg)	22,69	45,50	55,49

Abb. 2 Vergleich einiger Brennstoffdaten

brennung liegt um fast 150 K bzw. 100 K unter den Werten der anderen beiden Brennstoffe. Heiz- und Brennwert sind etwa um den Faktor 2 und mehr kleiner als bei Heizöl und Methan. Dieser Nachteil fällt bei den stationären Anlagen, um die es im vorliegenden Fall ja geht, nicht so gravierend ins Gewicht wie bei den mit Methanol betriebenen Fahrzeugen. Außerdem läßt sich die Differenz in den Heizwerten durch Zugabe höherer Alkohole vermindern.

3.1 Herkömmliche Verbrennung

Bisher haben die Alkohole und hier speziell Methanol lediglich in einigen Anlagen Verwendung gefunden. In der Abb. 3 sind Einrichtung, Betreiber, Leistung und die zum Einsatz gekommenen Brennstoffe aufgeführt, /4/ - /11/. Wie man erkennt, wurden die

Einrichtung	Betreiber	Leistung Q (KW)	Brennstoffe
Raum- heizofen /4/	Ashikawa Technical College, Hokkaido University, Sapporo	8,6	- Methanol - Methanol + 20 % Wasser - Kerosin - Kerosin + Methanol
Prüfstand /5/	Versuchsanstalt für Brennstoffe/Mailand	115 230	- Methanol - Heizöl (Gasöl)
Prüfstand /6/	Gaswärmeinstitut/ Essen	700	- Methanol
Dampf- kessel /7/	Southern California Edison Company	45000	- Methanol - Heizöl - Gas
Dampf- kessel /8/	Patterson Station of New Orleans, Public Service Company	50000	- Methanol - Öl (No. 5 u. 6) - Gas
Prüfstand /9/	University Berkeley/ USA	60	- Methanol - Methanol/ Kohle
Konven- tioneller Ölofen /10/	Canadian Combustion Research Laboratory, Ottawa	23000	- Methanol
Prüfstand; Kessel- simulator /11/	Environmental Protection Agency, North Carolina/USA	90 1000	- Methanol - Methanol + 50 % Isopro- panol - Propan

Abb. 3 Brennerversuche

meisten Versuche in Nordamerika durchgeführt, /7/ - /11/. Europa ist lediglich mit Arbeiten in Italien /5/ und der Bundesrepublik /6/ vertreten. Die Arbeiten wurden sowohl in kleinen Prüfständen an Forschungseinrichtungen als auch in Kraftwerken an Dampfkesseln mit Leistungen von 45.000 kW bzw. 50.000 kW durchgeführt.

In der Mehrzahl der Fälle wurden neben Methanol auch weitere Brennstoffe zum Vergleich eingesetzt. Der japanische Raumheizer /4/ gestattete aufgrund seiner einfachen Konstruktion auch den Einsatz von Methanol plus Wasser bzw. plus Kerosin. Nur an einer Stelle, nämlich Nord Carolina /11/, wurde ein Gemisch aus Methanol und Isopropanol verwandt. Literaturhinweise auf weitere Untersuchungen konnten bisher nicht gefunden werden.

Aus den erwähnten Untersuchungen geht hervor, das sich Methanol durchaus umweltfreundlicher als z.B. Heizöl verbrennen läßt. Meist wurden nur geringe Mengen an CO und NO_x im Abgas gefunden. Feste Rückstände, z.B. Ruß, traten nicht auf. Alle Versuche wurden an herkömmlichen Systemen, die für Öl- und Gasbetrieb entwickelt waren, durchgeführt. Spezielle Brenner und darauf angepaßte Kessel gab es nicht. Hier sollen ebenfalls die Arbeiten in der KFA ansetzen. Das Ziel ist, wie zuvor erwähnt, zunächst das Umweltpotential der Energiealkohole quantitativ nachzuweisen und, wenn dieser Nachweis gelungen ist, Brennsysteme zu entwickeln. Hierzu müssen die eingesetzten Brennstoffe zunächst unter möglichst vergleichbaren Bedingungen bezüglich der Verunreinigungen im Abgas untersucht werden.

Der Brennerprüfstand, mit dem Brenner und deren Brennverhalten in der KFA getestet werden, ist in Abb. 4 schematisch dargestellt. Die zu testenden Brenner werden an ein sogenanntes Prüfflammrohr, das den üblichen Kessel ersetzt, angeschlossen. Das den zylindrischen Mantel durchströmende Kühlwasser führt den größten Teil der in der Flamme freigesetzten Wärme ab. Die restliche Verbrennungswärme wird mit dem Abgas über den Kamin abgeleitet. Somit ist eine Bilanzierung der Wärmemengen möglich. Die Schaugläser gestatten die Beobachtung der Flamme.

Als Grundlage für die Versuche mit Energiealkoholen, deren Einzelaufgaben in Abb. 5 aufgelistet sind, werden zunächst Untersuchungen mit Heizöl und Erdgas, die mittels herkömmlicher Brenner verbrannt werden, durchgeführt. Dann kommt Methanol zum Ein-

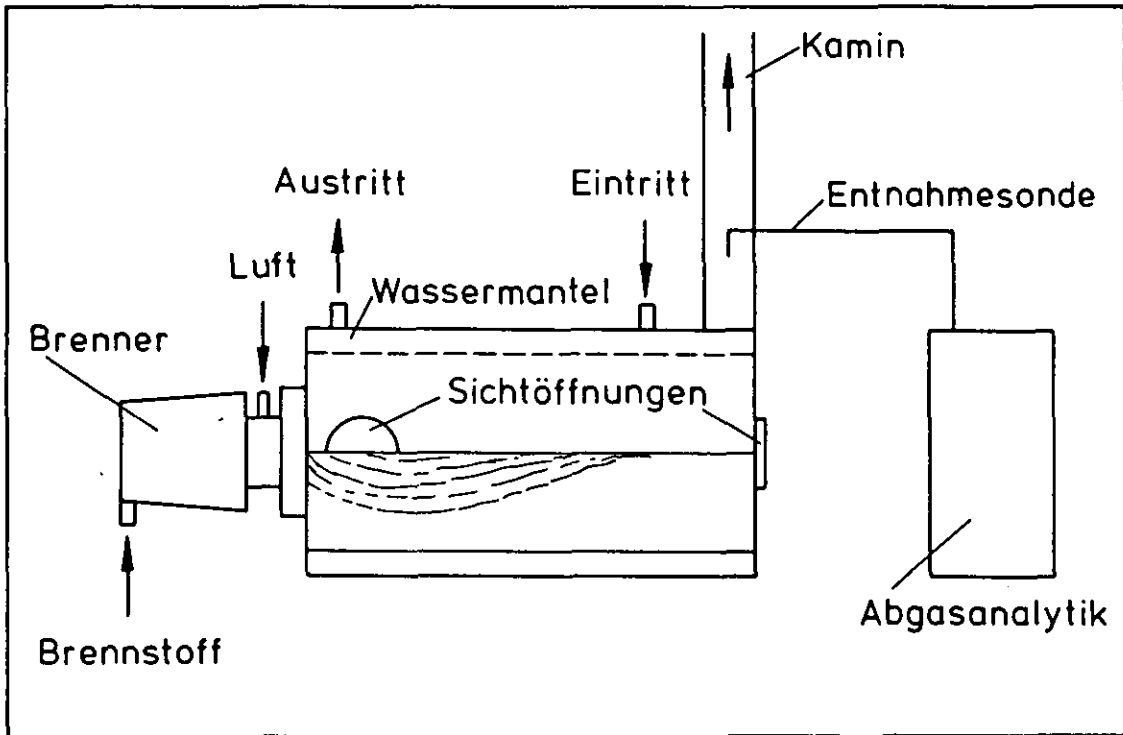


Abb. 4 Brennerprüfstand

- | | |
|--------------------------|--|
| ● Flüssiges Methanol | (zu modifizierender Ölbrenner; Variation der Düsengröße, des Düsenwinkels, des Vordrucks und der Luftzahl) |
| ● Verdampftes Methanol | (Gasbrenner; Variation der Luftzahl) |
| ● Reformiertes Methanol | (Gasbrenner; Variation der Luftzahl) |
| ● Alkoholmischungen | (wie oben) |
| ● Betriebsanalytik | (O ₂ , CO, CO ₂ , NO, NO ₂ und H ₂ O) |
| ● Weitere Analysengeräte | (unverbrannte Kohlenwasserstoffe, Aldehyde, Säuren) |

Abb. 5 Einzelaufgaben bei der Flammenverbrennung

satz. Hierzu sind Umstellungen an der Pumpe und am Flammenüberwachungssystem - die Methanolf Flamme ist wegen fehlender Rußpartikel fast unsichtbar - notwendig. Bei den Modifikationen an der Pumpe, die aufgrund fehlender Schmierfähigkeit durchzuführen sind, kann sicher auf Erfahrungen der Motorenhersteller zurückgegriffen werden. Versuche mit verdampftem und reformiertem Methanol sollen im Anschluß daran durchgeführt werden. Zum Abschluß sind Messungen mit Alkoholmischungen aus der Pilotanlage vorgesehen. Bei allen diesen Versuchen soll auch auf Maßnahmen zur Emissionsminderung, die schon seit längerem in der konventionellen Feuerungstechnik angewandt werden, zurückgegriffen werden. Hier ist zu denken z.B. an Abgasrückführung sowie Luft- und Brennstoffstufung. Alle diese Versuche haben zum Ziel, bei gleichen Versuchsbedingungen im Flammrohr möglichst normierte Ergebnisse zu gewinnen. Als Kriterium gelten dabei die Analysenwerte im Abgas. Mit der Betriebsanalytik werden bei jedem Brennstoff die Verbrennungsprodukte O_2 , CO , CO_2 , NO und NO_2 gemessen. Bei der Verwendung von Öl kommen noch SO_2 und Ruß hinzu. Besondere Sorgfalt erfordert der Aufbau weiterer Analysengeräte zur Bestimmung unverbrannter Kohlenwasserstoffe, Aldehyde und Säuren. Kontinuierlich anzeigende Geräte gibt es zur Zeit noch nicht. Zur Bestimmung von Aldehyden und Säuren wird auf ein im ICH 4 der KFA entwickeltes und mit Erfolg erprobtes naßchemisches Verfahren zurückgegriffen.

3.2 Katalytische Verbrennung

Parallel zu dem gerade beschriebenen Vorhaben wird ein katalytischer Brenner entwickelt, der ebenfalls mit Energiealkohol betrieben werden soll. Katalytbrenner sind Dunkelstrahler, bei denen die Reaktionstemperatur durch einen Katalysator herabgesetzt wird. Die Verbrennung erfolgt im Gegensatz zu den zuvor besprochenen Arbeiten flammenlos bei Temperaturen, die weit unterhalb der Flammentemperatur normaler Brenner liegen. Folglich ist eine starke NO_x -Minderung möglich. Des weiteren können die Reaktionsbedingungen wie Temperatur, Brennstoffzusam-

mensetzung und Energieumsatz in der Reaktionszone bezüglich der Abgasprobleme optimiert werden. Die katalytische Verbrennung ist nicht neu. Es wurde bereits vor mehr als 30 Jahren auf diesem Gebiet gearbeitet. Bekannt sind z.B. die sogenannten Campingbrenner. Aber erst in den vergangenen Jahren haben sich einige Industriefirmen der Weiterentwicklung katalytischer Brenner angenommen, so z.B. die Firma Alzeta in den Vereinigten Staaten, die einen Gasbrenner gebaut hat und die sich anschickt, dieses System auch für Heizöl umzurüsten. In dieser Firma wurden auch erste Versuche mit Methanol als Brennstoff durchgeführt, /12/. Als Katalysatorträger wurde eine monolithische Struktur, wie sie für Autoabgaskatalysatoren eingesetzt wird, verwandt. Die Innenflächen der zahlreichen Strömungskanäle waren mit Katalysatormaterial belegt. Versuche wurden außer mit Methanol auch mit Erdgas und Propan durchgeführt. Die Hauptschwierigkeit dieses Systems scheint darin zu bestehen, die freigesetzte Wärme an die äußere Oberfläche und von dort an ein Kühlmedium zu übertragen. Zur Entwicklung eines mit Benzin betriebenen Katalytbrenners, der als Standheizung für Autos vorgesehen ist, hat sich die Volkswagen AG entschlossen. Erste Versuche wurden durchgeführt.

Der in der KFA entwickelte und bereits seit einiger Zeit mit Methanol betriebene Katalytbrenner ist in Abb. 6 dargestellt. Das Methanol wird in einem Verdampfer verdampft und der Verbrennungsluft zugemischt. Das Methanoldampf/Luftgemisch durchströmt anschließend einen porösen Katalysatorträger, dessen Aufgabe eine gleichmäßige Gemischverteilung ist. An der mit einer katalytisch wirkenden Substanz belegten äußeren Oberfläche findet die flammenlose Verbrennung statt. Der Katalysatorträger aus keramischen Fasern oder Festkeramiken hat außer der Gemischverteilung auch die Aufgabe, aufgrund seiner erwünschten niedrigen Wärmeleitfähigkeit ein Zurückschlagen der "Flamme" in den Innenraum, durch den das Gemisch zuströmt, zu verhindern. Hier käme es sonst bereits zur Entzündung des Gemisches. Der Innenraum muß stets über der Siedetemperatur des Brennstoffs,

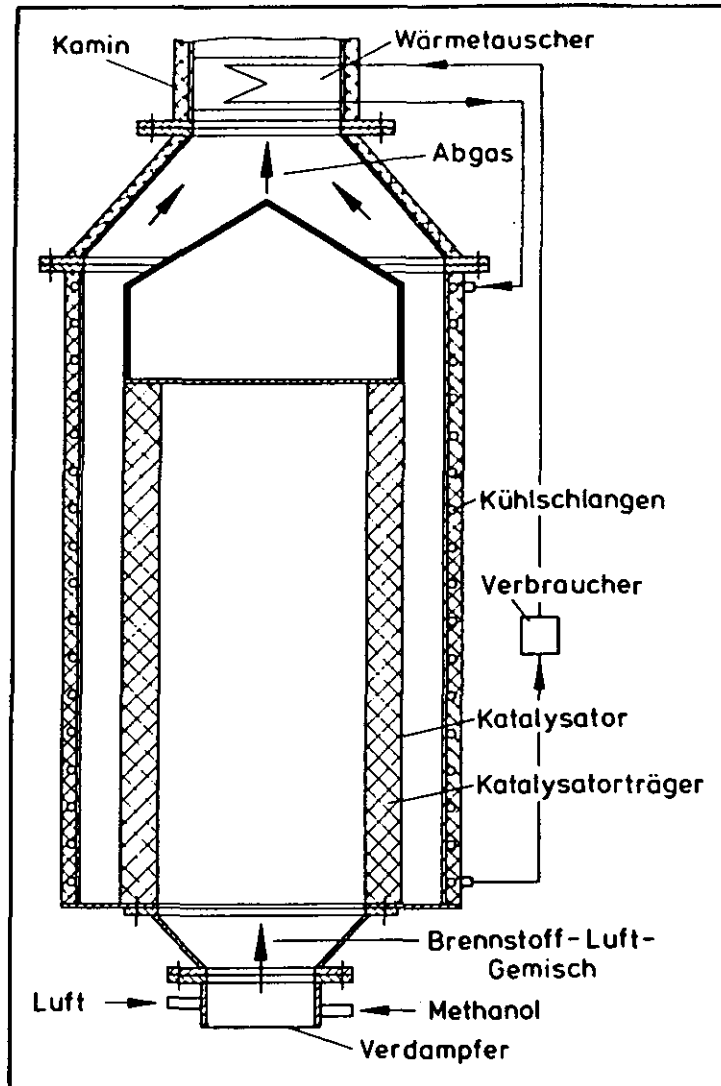


Abb. 6 Katalytischer Brenner

in diesem Fall 65°C , und, sollte sich eine Innenkühlung mit Wasser als notwendig erweisen, unter 100°C , der Verdampfungstemperatur, gehalten werden. Katalytisch wirkende Materialien sind zu vermeiden. Die am Katalysator erzeugte Wärme wird infolge Wärmestrahlung und Konvektion an ein Kühlmedium übertragen und einem Verbraucher zugeführt. Das Abgas wird in gleicher Weise analysiert wie bei der Flammenverbrennung. Zur Wärmerückgewinnung ist im Kamin ein Wärmetauscher angeordnet.

In Abb. 7 sind die Entwicklungsaufgaben im einzelnen aufgeführt. Neben gut regelbaren Vorrichtungen für die Verdampfer-, Dosier- und Mischeinheiten kommt besondere Bedeutung dem Katalysatorträger zu. Hier spielen unter anderem Materialien, Porosität, Druck-

- Verdampfer-, Dosier- und Mischeinrichtungen
- Katalysatorträger (Material, Porosität, Druckverlust, Verteilung, Beständigkeit, Geometrie)
- Katalysator (Material, Belegungsgrad, Selektivität, Vergiftung, Alterung, Stabilität)
- Wärmeauskoppelung (Wärmestrahlung, Konvektion)
- Katalytische Nachverbrennung
- Betriebsanalytik (O_2 , CO, CO_2 , NO, NO_2 und H_2O)
- Weitere Analysengeräte (unverbrannte Kohlenwasserstoffe, Aldehyde, Säuren)
- Gesamtsystem

Abb. 7 Einzelaufgaben bei der katalytischen Verbrennung

verlust und Temperaturbeständigkeit eine besondere Rolle. Von gleicher Bedeutung wie der Katalysatorträger ist der Katalysator selbst. Katalysatormaterial, Belegungsgrad, Selektivität, Vergiftung, Alterung und Stabilität sind für das System von Wichtigkeit. Die anderen noch aufgeführten Arbeiten befassen sich mit der Wärmeabfuhr, der Analytik und der Auslegung eines Gesamtsystems. Die Versuche werden zunächst mit reinem Methanol durchgeführt. Bei hinreichender Erfahrung und gutem Verständnis sollen auch Alkoholmischungen und Erdgas eingesetzt werden.

4. Stand der Arbeiten

Die baulichen Maßnahmen zur Herrichtung der Arbeitsfläche für die Brenneruntersuchungen sind abgeschlossen. Der größte Teil der notwendigen Geräte ist geliefert. Ein kleiner katalytischer Brenner für eine Wärmefreisetzung von etwa 8 kW wurde erstellt. Dafür notwendige Versorgungseinheiten wurden erfolgreich getestet. Abgaskamine und Leitungen und Rohre zur Versorgung mit Wasser, Strom und Brennstoff sind gezogen. Überwachungs- und Warngeräte sind installiert.

Das Prüfflammrohr wurde bereits mit Erdgas betrieben. Alle Regeleinheiten wurden dabei mit Erfolg getestet. Ein Betrieb mit Öl ist jederzeit möglich. Das Fahren mit Methanol erfolgt erst nach Abnahme der Methanolleitung und der gesamten Arbeitsbühne durch den Technischen Überwachungsverein. Der Katalytbrenner wurde bereits mehrere Stunden erfolgreich mit Methanol getestet. Bei einer eingesetzten Methanolmenge von 1 kg/h wurde eine Wärmemenge von 4,15 kW über das Kühlsystem abgeführt. Dies entspricht einem Wirkungsgrad von 75 %. Leider sind bisher nur quantitative Aussagen möglich. Die an der äußeren Oberfläche gemessenen Temperaturen lassen sich reproduzierbar einstellen.

Die Herrichtung der Arbeitsfläche erfolgte in enger Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden. Soweit vorhanden, wurde dabei auf bestehende Vorschriften, z.B. Kaminhöhe, Lagerung brennbarer Substanzen am Arbeitsplatz, Anordnung und Anzahl der Warngeräte, Feuerlöschgeräte usw. zurückgegriffen. Mitarbeiterbelehrungen bezüglich des Umgangs mit Methanol wurden durchgeführt. Noch offene Fragen, die sich vornehmlich auf Transport, Speicherung und Verteilung beziehen, hoffen wir, zusammen mit den dafür zuständigen Behörden und Firmen, die Energiealkohole herstellen, nach und nach klären zu können.

5. Literatur

/1/ Holle, Th.

Beitrag des Erdgases zur Umweltentlastung, Gas wärme international, Band 34, Heft 7, (1985), 289/297

/2/ Birnbaum, U.; Eickhoff, H.-G.; Patzak, R.; Terhorst, W.; Wagner, H.J.

Aktuelle Beiträge zur Energiediskussion Nr. 11, Methanol - ein Energieträger für die Wärme- und Stromerzeugung, Jül-Spez-309, (1985)

/3/ von der Decken, C.B.

Das KFA-Programm für die Synthese von Alkoholen im Rahmen eines systemaren Ansatzes, Tagungsband "Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich", (1986)

/4/ Tatsuta, S.; Ito, K.

Thermal efficiency and emission characteristics of pot-type methanol furning space heater, Proceedings of the VI. International Symposium on Alcohol-Fuels Technology, Ottawa, Band A, (1984), 371/377

/5/ Salvi, G.; Pizzicara, N.; Rezzonico, G.

Utilazzione del methanolo nel rescaldamento

(Einsatz von Methanol als Heizungs Brennstoff)

La Rivista dei Combustibili, Vol. XXXII, fasc. 9, (1978), 303/310

/6/ Skunca, I.; Niepenberg, H.P.; Rick, F.

Alternative Brennstoffe - Verwendung von Methanol in der Feuerungstechnik, Industriefeuerung 15, (1979), 29/33

/7/ Weir, A.; KleinSmid von, W.H.; Danko, E.A.; Kertamus, N.J.

Investigation of methanol as a boiler fuel for electric power generation, EPRI-AP-2554, Research project 1412-11, final report, (1982)

- /8/ Duhl, R.W.; Boylan, J.W.
Operating results when firing methanol in a power boiler,
Proceedings of the 1st Intern. Symposium on Alcohol-Fuels
Technology, Stockholm, (1976), 75/88
- /9/ Grosshandler, W.L.; Sawyer, R.D.
Pollutant measurements in a methanol furnace, Spring Meeting,
Western States Section, The Combustion Institute, Seattle,
Washington, (1977), 1/30
- /10/ Hayden, A.C.S.; Braaten, R.W.; Palmer, E.
Methanol as a domestic heating fuel, Proceedings of the 74th
Annual Meeting of the Air Pollution Control Association,
No. 1, (1981), 1/15
- /11/ Martin, G.B.; Heap, M.P.
Evaluation of NO_x emission characteristics of alcohol fuels
for use in stationary combustion systems, Chemical Engineering
Progress, Philadelphia, 165 (73), (1977), 349/365
- /12/ Kesselring, J.P.; Krill, W.V.; Kendall, R.M.
Design criteria for stationary source catalytic combustors,
Proceedings of the 2nd Stationary Source Combustion Symposium,
EPA-600/7-77-073/3c, Vol. III, (1977), 193/228

Prof. Dr. H. Heitland

Forschungsgruppe Wirtschaft - Energie - Investitionen
Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Alkohole als zukünftige Kraftstoffe für den emissionsarmen
motorischen Antrieb im Verkehr

H. Heitland

ALKOHOLE ALS ZUKÜNFTIGE KRAFTSTOFFE FÜR
DEN EMISSIONSARMEN MOTORISCHEN ANTRIEB IM VERKEHR

Einleitung:

- o Heute und auch in den nächsten Jahrzehnten werden die vor 100 Jahren erfundenen Motorkonzepte nach Otto und Diesel noch dominierend sein.
- o Hohe spezifische Leistung und bester Wirkungsgrad für die Umwandlung der chemischen Energie in mechanische Antriebsenergie waren bis vor wenigen Jahren die Triebkräfte der Weiterentwicklung.
- o Erst in den letzten Jahren wurde die Verbesserung des Abgasverhaltens zum beherrschenden Faktor.
- o Durch die weltweiten großen Erdölfunde beherrschten das leicht zu gewinnende Benzin und Dieselöl den Kraftstoffmarkt und machten das Automobil zum alleinigen Sieger der miteinander konkurrierenden Verkehrsmittel.
- o Die Entdeckung des Bleitetraäthyls als Kraftstoffzusatz zur Verbesserung der Klopfestigkeit verhalf dem Ottomotor zur Führungsposition im Personenkraftwagen, wobei neben der bereits hohen Leistungsdichte vor allem auch die Wirtschaftlichkeit anstieg.
- o Der Dieselmotor eroberte sich dagegen wegen des extrem sparsamen Verbrauchs zunehmend den Nutzfahrzeugsektor, wo die geringere Literleistung toleriert wurde. Die beiden Ölpreiskrisen verschoben die Prioritäten bei der Motorenentwicklung zugunsten der Kraftstoffeinsparung. In Europa wurden Diesel-PKWs zum Verkaufsschlager. Dies verstärkte sich noch als Folge der Umweltgesetzgebung - insbesondere in letzter Zeit in der BRD.

Ölmotoren

(Bild 1)

- o Die zwangsläufige Auseinanderentwicklung der beiden Motortypen Otto und Diesel hat sich heute bei der zunehmenden Forderung nach sauberem Abgas sogar noch verschärft.
- o Die Kraftstoffqualität wurde zum bestimmenden Faktor. Einerseits erlaubten höhere Oktanzahlen der Benzine ein höheres Verdichtungsverhältnis des fremdgezündeten Ottomotors und damit höhere Literleistung, sowie geringeren Kraftstoffverbrauch.
- o Andererseits spielte bei den in hochverdichteten Dieselmotoren selbstzündenden Dieselmotorkraftstoffen die zur Oktanzahl gegenläufige Cetanzahl zur Charakterisierung der Zündwilligkeit eine zunehmend größere Rolle.
- o Beim Ottomotor liegt angesichts sich weiter verschärfender Abgasforderungen das Hauptproblem darin, daß sich die durch die homogene Verbrennung bedingte hohe HC- und NO_x -Emission nur durch katalytische Nachverbrennung drastisch verringern läßt. Diese Nachrüstung wird jedoch nur möglich, wenn bleifreies Benzin zur Verfügung steht. Die Herausnahme des Katalysatorgiftes Bleitetraäthyl aus dem Kraftstoff bedingt jedoch eine Qualitätsverschlechterung.
- o Beim wesentlich günstigeren Abgasverhalten des Dieselmotors, der bereits ohne Nachrüstung die heutigen Grenzwerte erfüllt, liegt das Problem bei den bis heute noch nicht limitierten Rußemissionen. Insbesondere bei einer sich möglicherweise verschlechternden Kraftstoffqualität (niedrigere Cetanzahl) wird langfristig ein nachgeschalteter Rußfilter unentbehrlich.

- o Vom klassischen Ottomotor ausgehend, in welchem außerhalb des Motors ein nahezu stöchiometrisches homogenes Kraftstoff/Luftgemisch erzeugt wird, geht die Weiterentwicklung in Richtung der sogenannten "Magermotoren", bei denen die Verbrennung mit hohem Luftüberschuß erfolgt.
- o Elektronische Regelung von Zündung, Gemischbildung und evt. auch Ventilsteuerung sowie geeignete Brennraumgestaltung, verbunden mit optimaler Strömungsführung machen es möglich, zu einer guten Verbrennung von extrem mageren Gemischen zu kommen, wodurch sich die Stickoxidbildung soweit reduzieren läßt, daß anstelle der komplizierten 3 Weg-Katalysatoren mit Sauerstoff-Sensor ein einfacher Oxidationskatalysator ausreicht, weil nur noch die Kohlenwasserstoffe zu vermindern sind. Bleibt man bei der Rohölbasis für den zukünftigen Ottokraftstoff, wird sich allerdings die Anforderung an die Kraftstoffqualität noch weiter erhöhen, wenn man die heute gewohnte Laufkultur beibehalten will.
- o Es ist wahrscheinlich, daß beim Dieselmotor, in welchem ein innerhalb des Motors erzeugtes inhomogenes Gemisch verbrannt wird, in naher Zukunft die erstrebte verbrauchsoptimale Direkteinspritzung auch bei den kleinen PKW-Motoren voll beherrscht wird. Allerdings verschärfen sich auch hier die Anforderungen an die Kraftstoffqualität gegenüber den bisherigen Vorkammermotoren aus Gründen betrieblicher Eigenschaften und Emissionen.
- o Demgegenüber läßt sich durch die Unterstützung der Entflammung des inhomogenen Gemisches durch Glühkerze, Funkenzündung oder ähnliche Maßnahmen oder auch durch eine geeignete Gemischschichtung ein Nachlassen der Qualitätsanforderungen bis hin zur begrenzten Vielstofffähigkeit erzielen.

Alternative Kraftstoffe

(Bild 2)

- o Der Einsatz anderer Energieträger anstelle des üblichen Otto- bzw. Dieselkraftstoffs eröffnet neue Möglichkeiten, wie durch Vergleichsuntersuchungen von VW im gleichen Fahrzeugträger "Golf", jeweils angepaßt an die neuen Kraftstoffe, gezeigt werden konnte.
- o Mit den Alkoholen Äthanol und Methanol werden, gemessen am Benzinantrieb, deutlich verbesserte Abgaswerte bei gleichbleibendem Beschleunigungsverhalten, aber verminderter Reichweite erzielt. Gegenüber dem Diesel-Golf war die Beschleunigung besser, jedoch Reichweite und Abgasverhalten schlechter.
- o Außer seinem extrem guten Abgasverhalten zeigt das mit Wasserstoff betriebene Auto nur Nachteile, sowohl was die Reichweite als auch die Beschleunigung betrifft.
- o Der Elektrogolf zeigt die schlechtesten Fahrleistungen bei geringster Reichweite. Das Verhältnis der Massenenergiedichte der konventionellen Bleibatterie zum flüssigen Kraftstoff beträgt nur 1:500. Selbst die zukunftssträchtige Natrium/Schwefelbatterie mit der 5-mal höheren Energiedichte gegenüber der Bleibatterie ändert an diesem schlechten Verhältnis nur wenig.
- o Nur ein Elektrohybridantrieb mit wahlweisem Umschalten von Elektrotraktion auf Benzinantrieb, wie er kürzlich im VW-Werk realisiert wurde, hat in beschränktem Umfang Aussicht auf Markterfolg.

Verbesserung der thermischen Wirkungsgrade durch Alkohole

(Bild 3)

- o Gegenüber dem mit Benzin betriebenen Ottomotor lassen sich durch Alkoholbetrieb Wirkungsgradverbesserungen von 20 % erreichen.
- o Durch Übergang zum dieselmotorischen Betrieb, insbesondere durch direkte Einspritzung von Alkoholen, kann theoretisch eine Wirkungsgradverbesserung bis zu 40 % erzielt werden.

Verbesserung des Abgasverhaltens von Dieselmotoren durch Alkohole

(Bild 4)

- o Das schon gute Abgasverhalten von Dieselmotoren gegenüber Ottomotoren läßt sich durch Alkoholbetrieb noch weiter verbessern.
- o Hierfür sind entweder kraftstoffseitige oder motorseitige Anpassungen oder beides notwendig.
- o Insbesondere läßt sich eine dramatische Verminderung der Ruß- und Feststoffemissionen erreichen, so daß selbst bei extrem niedrigen Grenzwerten Rußfilter nicht nötig werden.

Alkoholmotoren

(Bild 5)

Heutige und zukünftige Motoren mit Alkoholkraftstoff können in einem ähnlichen Schema dargestellt werden wie vorhin die Ölmotoren.

- o Die meisten Erfahrungen liegen heute mit den sogenannten "angepaßten Alkohol-Otto-Motoren" vor, in welchen bei nur geringen konstruktiven Änderungen die Motoren an die - gegenüber Benzin - veränderten Eigenschaften der Alkohole angepaßt wurden.
- o In Brasilien befinden sich seit Jahren über 2 Millionen Serienfahrzeuge mit reinem, aus Zuckerrohr hergestelltem Äthanol anstandslos im Markt.
- o In den wichtigsten Industrieländern sind Methanolfahrzeuge in großem Umfang in Flottenprogrammen mit Erfolg erprobt worden, wobei Methanol sowohl als Zumischkomponente zum Benzin als auch im Reinalkoholbetrieb eingesetzt wurde.
- o Die extrem hohe Klopffestigkeit führte über eine Erhöhung der Verdichtung bei gleichzeitiger Leistungssteigerung zur besseren Energienutzung.
- o Emissionsmäßig ergaben sich Vorteile bei den Stickoxiden und dem Kohlenmonoxid, wohingegen ein vermehrter Aldehydausstoß zu beobachten war. Bei strenger Abgasgesetzgebung bleibt also weiterhin der Einsatz eines einfachen Oxidationskatalysators notwendig. Bei Benzinbetrieb ist demgegenüber aber ein 3-Weg-Katalysator mit Sauerstoffsensor erforderlich.

- o Wegen der günstigen Verbrennungseigenschaften des Methanols lassen sich in Alkoholmotoren der zweiten Generation große Gemischabmagerungen weit über die Abmagerungsgrenze von benzinbetriebenen Ottomotoren hinaus erreichen.
- o Ferner läßt sich in diesen Motoren durch eine katalytische Dissoziation einer Teilmenge des Methanolkraftstoffes eine Wasserstoffanreicherung des Verbrennungsgemisches erzielen, wodurch wegen der Erweiterung der Zündgrenzen auf die sonst übliche Gemischdrosselung zur Leistungsregelung verzichtet werden kann.
- o Dem Einsatz von Alkoholen im konventionellen Dieselmotor steht zunächst die niedrige Cetanzahl entgegen. Sie läßt sich durch Beimischen von Zündbeschleunigern erhöhen.
- o Der eindeutig bessere Weg ist jedoch die verfahrensmäßige und konstruktive Umgestaltung des Motors zur vollen Ausnutzung der hervorragenden Verbrennungseigenschaften der Alkohole, insbesondere des Methanols.
- o Z.B. läßt sich mit den heute zur Verfügung stehenden modernen Hilfsmitteln durch eine präzise gesteuerte elektronische Zündung die direkt in den hochverdichteten Brennraum eingespritzte Methanolmenge derart zur Entflammung bringen, daß eine optimale Verbrennung mit geringstem Schadstoffausstoß erzielbar wird. Auf diese Weise könnte es möglich werden, bei zukünftigen Alkoholmotoren der dritten Generation auf eine Abgasnachbehandlung zu verzichten, wobei wegen der besseren Luftausnutzung und gleichzeitig schnelleren Verbrennung die Leistungsdichte dieses dieselähnlichen Verfahrens derjenigen des Ottomotors nahe kommt, ohne daß dabei auf die überlegene Energienutzung des Dieselmotors verzichtet werden muß.

Im folgenden soll an 3 Beispielen gezeigt werden, wie die zukünftigen 3 Generationen von Alkoholmotoren aussehen könnten.

VW-M100 Ottomotor mit Kraftstoffeinspritzung

(Bild 6)

- o Hier wird ein von VW für ein Demonstrationsprogramm in Kalifornien entwickelter Methanolmotor gezeigt, der trotz fortschrittlicher Merkmale wie Methanoleinspritzung, elektronischer Gemischregelung über Luftmengensensor, Oxidationskatalysator und anderer moderner Bauteile noch der ersten Generation, den sogenannten "angepaßten Alkoholmotoren", zuzurechnen ist. Dieser Entwicklungsschritt ist für die erste Übergangsphase einer Serieneinführung unumgänglich.

VW M100-Ottomotor mit Teildissoziation

(Bild 7)

- o Dieses Konzept gehört zur 2. Generation der Alkoholmotoren.
- o Von den Emissionen her gesehen wäre Wasserstoff der ideale Kraftstoff. Wie bereits behandelt, sind aber beim Wasserstoff die fahrzeugrelevanten Daten, wie erzielbare Leistungsdichte und Aktionsradius, völlig unzureichend. Für den Straßenverkehr kommen, auch von Infrastruktur und Handling her gesehen, wahrscheinlich nur flüssige Kraftstoffe in Frage.
- o Methanol steht vom Molekülaufbau her dem Wasserstoff am nächsten (mit nur einem C-Atom und 4 Wasserstoffatomen). Eine Teildissoziation durch einen mit Abgas beheizten Spaltkatalysator ermöglicht eine partielle Wasserstoffzufuhr zum Motor, wobei insbesondere im Teillastbereich erhebliche Wirkungsgradverbesserungen bei gleichzeitiger Vermeidung von schädlichen Abgaskomponenten erreicht wird. Ein solches Motor-Konzept ist u.a. im Volkswagenwerk in der Erprobung. Es bleibt abzuwarten, ob trotz des komplizierten Aufbaus diesem fortschrittlichen Konzept ein

bleibender Erfolg beschieden ist. Zumindest erscheint es vom technischen Potential her gerechtfertigt, bei den heute verfügbaren modernen Technologien diesem Konzept größte Aufmerksamkeit zu widmen.

MAN-Methanol Dieselmotor mit Fremdzündung

(Bild 8)

- o Dieser Motor der dritten Generation läuft mit großem Erfolg im kalifornischen Alkoholprogramm, wo er als Antrieb eines Stadtomnibusses dient. Das auf die Wand einer Kugelkalotte im Zylinder aufgespritzte Methanol wird von einer Spezialzündkerze gezündet. Die anschließende inhomogene Verbrennung in einer gerichteten Wirbelströmung erfolgt ohne nennenswerte Schadstoffemission bei guter Luftausnutzung. Insbesondere wird die Stickoxid- und Rußbildung weitgehend vermieden. Ein nachgeschalteter einfacher Oxidations-Katalysator beseitigt die restlichen unverbrannten oder teilverbrannten Kraftstoffkomponenten.
- o In vielen Forschungs- und Entwicklungszentren laufen ähnliche Programme; alle mit der gleichen Zielsetzung, die überlegene Wirtschaftlichkeit der Dieselmotoren mit der hohen Leistungsdichte der Ottomotoren optimal miteinander zu verbinden, was mit konventionellen Kohlenwasserstoffen wegen des hohen C-Anteils nicht möglich ist.

Beziehungen der KFA Jülich

(Bild 9)

- o Die KFA Jülich steht in enger Verbindung mit diesen Aktivitäten. So besteht ein reger Gedankenaustausch mit der Autoindustrie (insbes. VW), mit der Erdölindustrie (insbes. Shell und über das CEC) und mit der Technischen Hochschule Aachen (insbes. Arbeitskreis Verbrennungsforschung und Prof. Pischinger). Die Arbeiten der KFA Jülich auf dem Gebiet der energetischen Verwendung von Alkoholen begannen mit den systemanalytischen Untersuchungen zum "Zweiten Netz" oder NHIES, worüber Dr. Wagner

bereits vorgetragen hat. Prof. von der Decken hat die laufenden technischen Vorhaben zur Synthese von Energiealkoholen und zu Methanolbrennern vorgestellt. Die Eignung von Energiealkoholen für neue Motorenkonzepte untersucht Prof. Pischinger von der Technischen Hochschule Aachen. Für die Arbeiten zu Verbrennungsvorgängen wird die Aachener Hochschule Unterstützung durch die Jülicher Großrechenanlage erhalten.

Zusammenfassung und Ausblick:

Zusammenfassend läßt sich folgendes feststellen:

- o Insbesondere die Alkoholmotoren der dritten Generation, die sich vom Dieselprinzip ableiten lassen, aber wesentliche ottomotorische Elemente enthalten, haben das Potential, unter Beibehaltung aller Leistungs- und Verbrauchsvorteile moderner Fahrzeugmotoren, allein durch eine optimale Verbrennungsführung alle heutigen und zukünftigen Abgasforderungen innermotorisch zu erfüllen.
- o Bereits auf dem Wege zu diesem ehrgeizigen Ziel, aber noch mit konventionellen Kraftstoffen, fallen eine Reihe von höchst wünschenswerten Zwischenergebnissen an.
- o Die erzielbare Vielstofffähigkeit z.B. mildert langfristig den akuten Konflikt zwischen der Automobil- und Erdölindustrie, wenn es um die einvernehmliche Festlegung zukünftiger Qualitäten von Otto- und Dieselmotoren bei erschwerter Abgasbestimmung geht.
- o Aber erst durch den Einsatz von Alkoholen, insbesondere von Methanol mit seinem hohen Wasserstoffanteil, lassen sich auch die extremsten Umweltauflagen erfüllen. Insbesondere lassen sich die bei Dieselmotoren auftreten-

den Feststoffpartikel, die wegen ihrer Lungengängigkeit eine mögliche Gesundheitsgefahr darstellen, vermeiden. Bei den Ottomotoren der dritten Generation werden auch die bei den beiden ersten Generationen noch störenden Aldehydemissionen weitgehend verhindert.

- o Die KFA Jülich betreibt selbst Forschung zur Anwendung von Energiealkoholen und hält Kontakt zu Autoindustrie, Erdölindustrie und Hochschule.

Literatur:

G. Decker, H. Menrad, W. Bernhardt

"Field Experience with German Methanol Vehicles -

Future Design Considerations",

Second Int. Symp. on the Performance Evaluation of Automotive
Fuels and Lubricants, June 5-7, 1985

H. Heitland, H.-J. Hoffmann

"The Methanol Alternative"

KFA Forschungsbericht Nr. 322, Jülich, July 1985

H. Heitland, G. Pischinger, R. Siekmann

"Ethanol as an Alternative Fuel in Brazil",

CIMAC, Helsinki, 1981

A. Neitz, F. Chmela

"Results of Further Development in the M.A.N. Methanol Engine",

Int. Symp. on Alcohol Fuels Technology, Ottawa, May 21-25, 1984,
Proceedings Vol. I

F. Pischinger

"Alcohol Fuels for Automotive Engines",

The Eleventh World Petroleum Congress, London, 1983

U. Seiffert

"Volkswagen's Prospects for Alcohol Fueled Engines Compared with
other Alternative Options", Int. Symp. on Alcohol Fuels
Technology, Ottawa, May 21-25, 1984, Proceedings Vol. III.

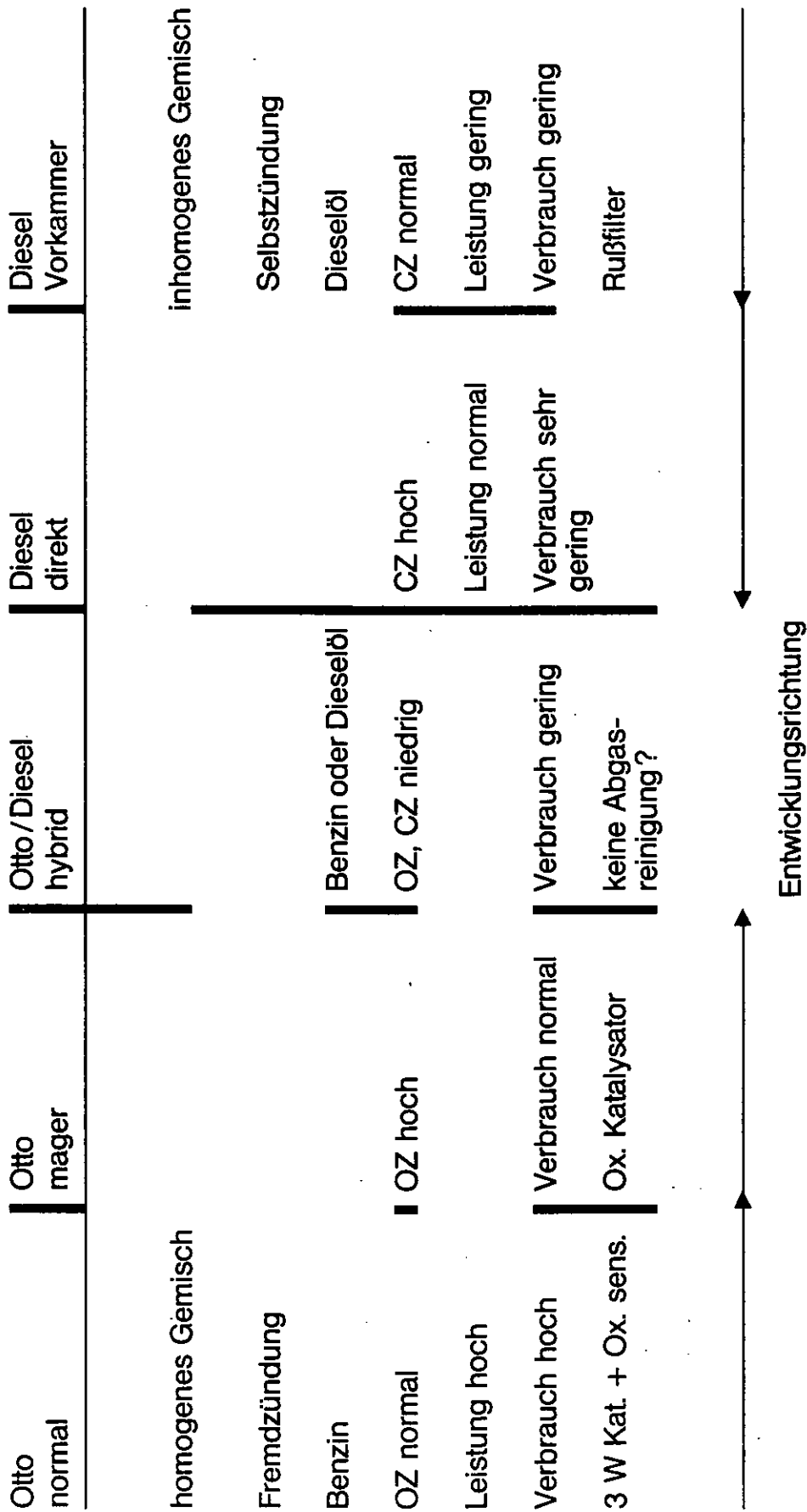


Bild 1 : Ölmotoren

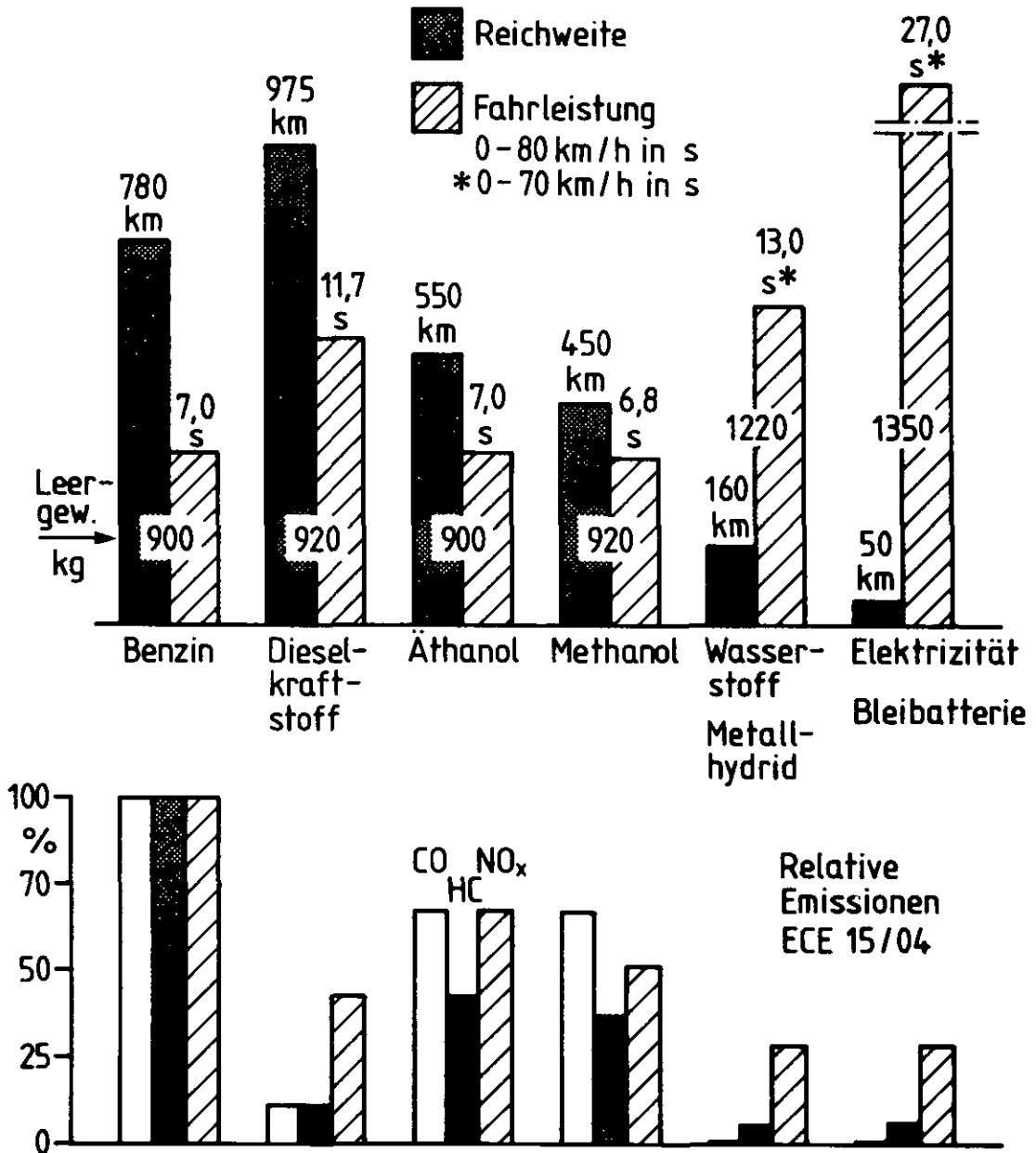


Bild 2: Reichweite, Fahrleistung, Leergewicht und Emissionen eines VW-Golf
nach : U. Seiffert, Volkswagenwerk AG, Wolfsburg

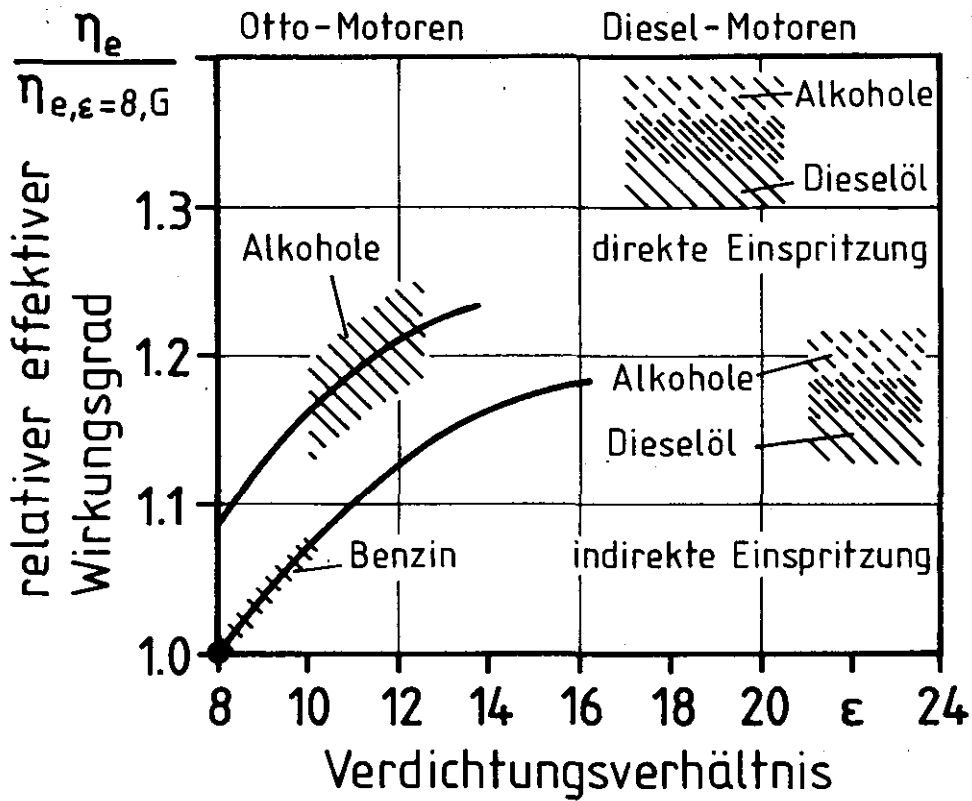


Bild 3 : Relativer effektiver Wirkungsgrad von Otto- und Diesel-Motoren für Alkohole und konventionelle Kraftstoffe

nach : F. Pischinger (1983)

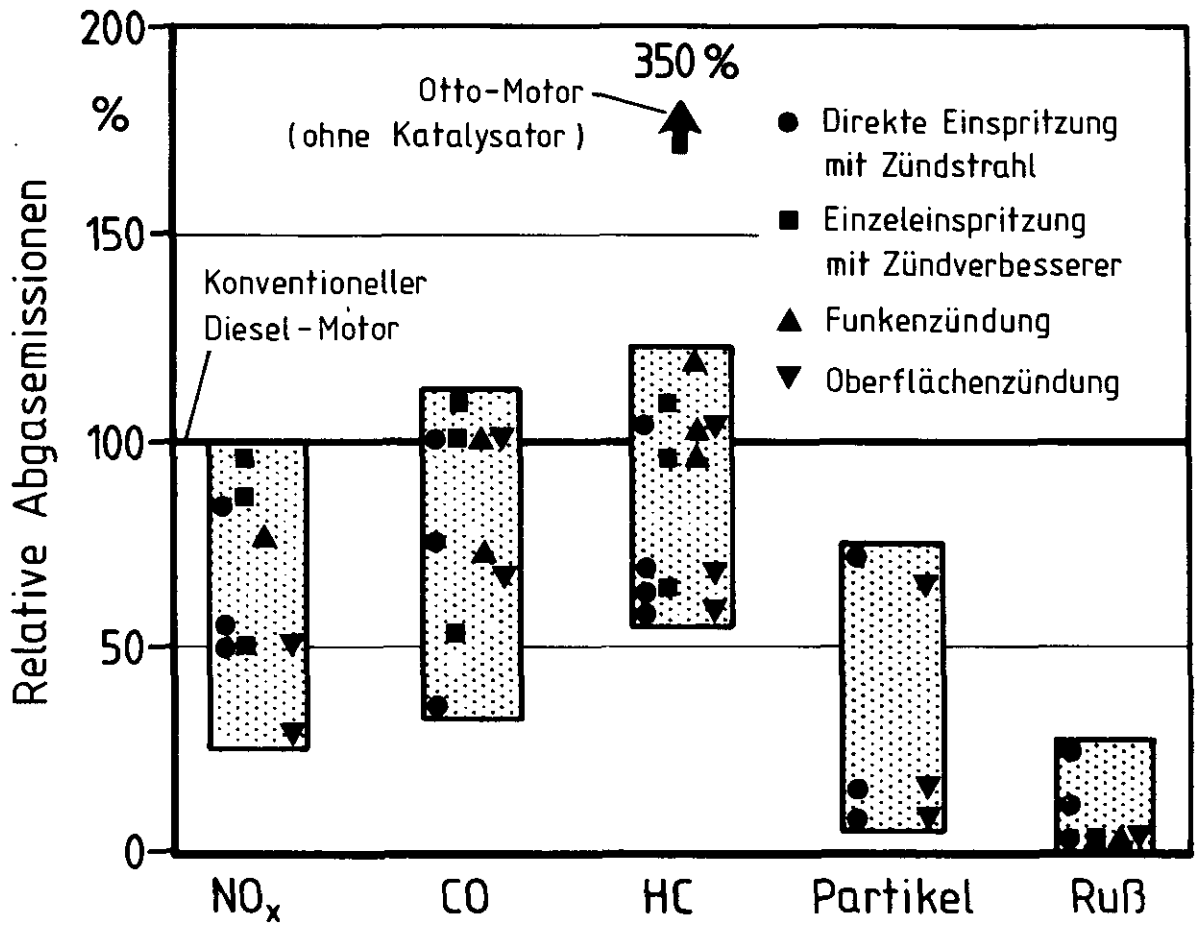


Bild 4 : Relative Abgasemissionen für Alkohol-Dieselmotoren und vom Dieselmotor abgeleitete Motoren

nach: F. Pischinger, U. Hilger, G. Finsterwalder, H. Küpper (1984)

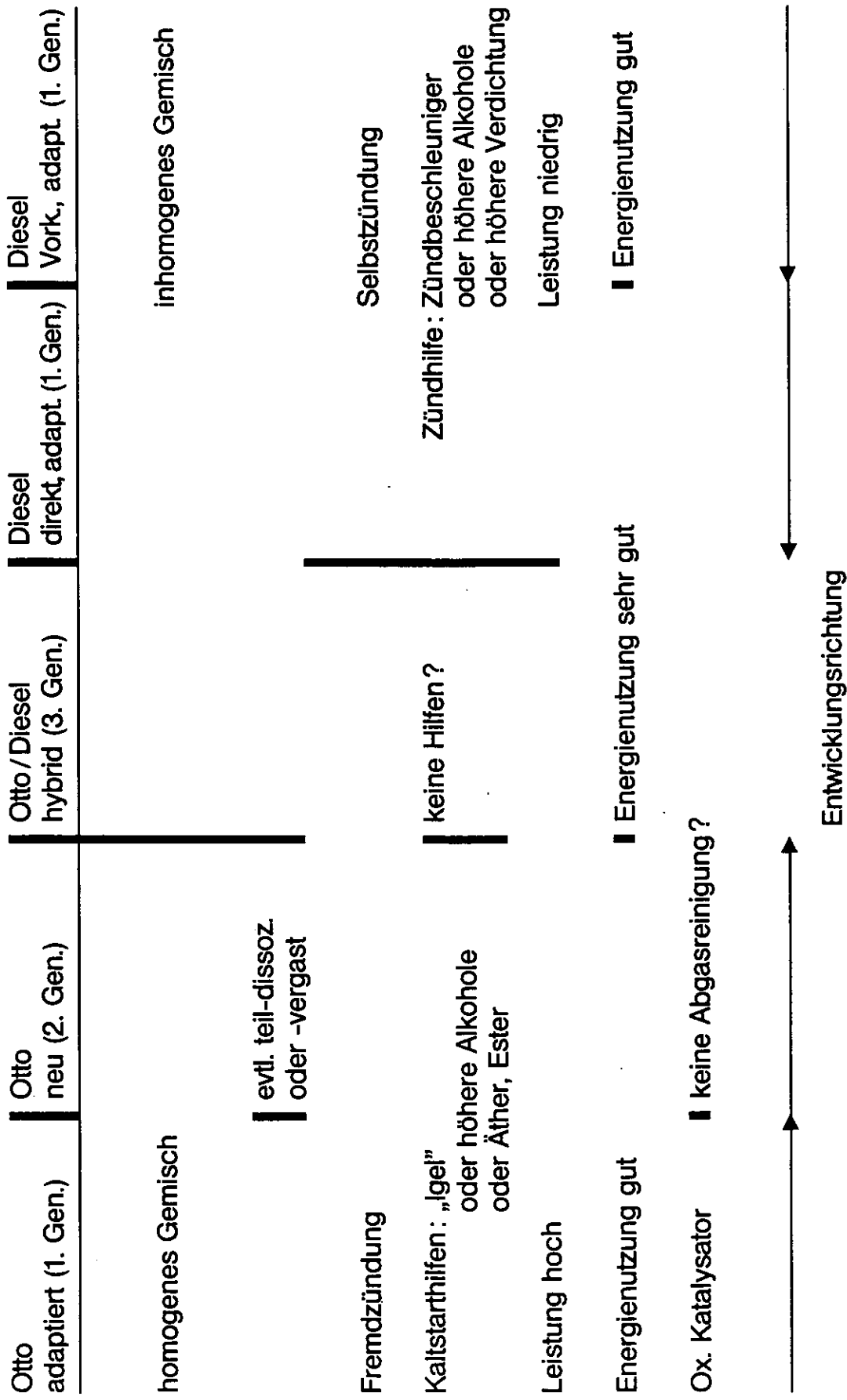


Bild 5 : Alkoholmotoren

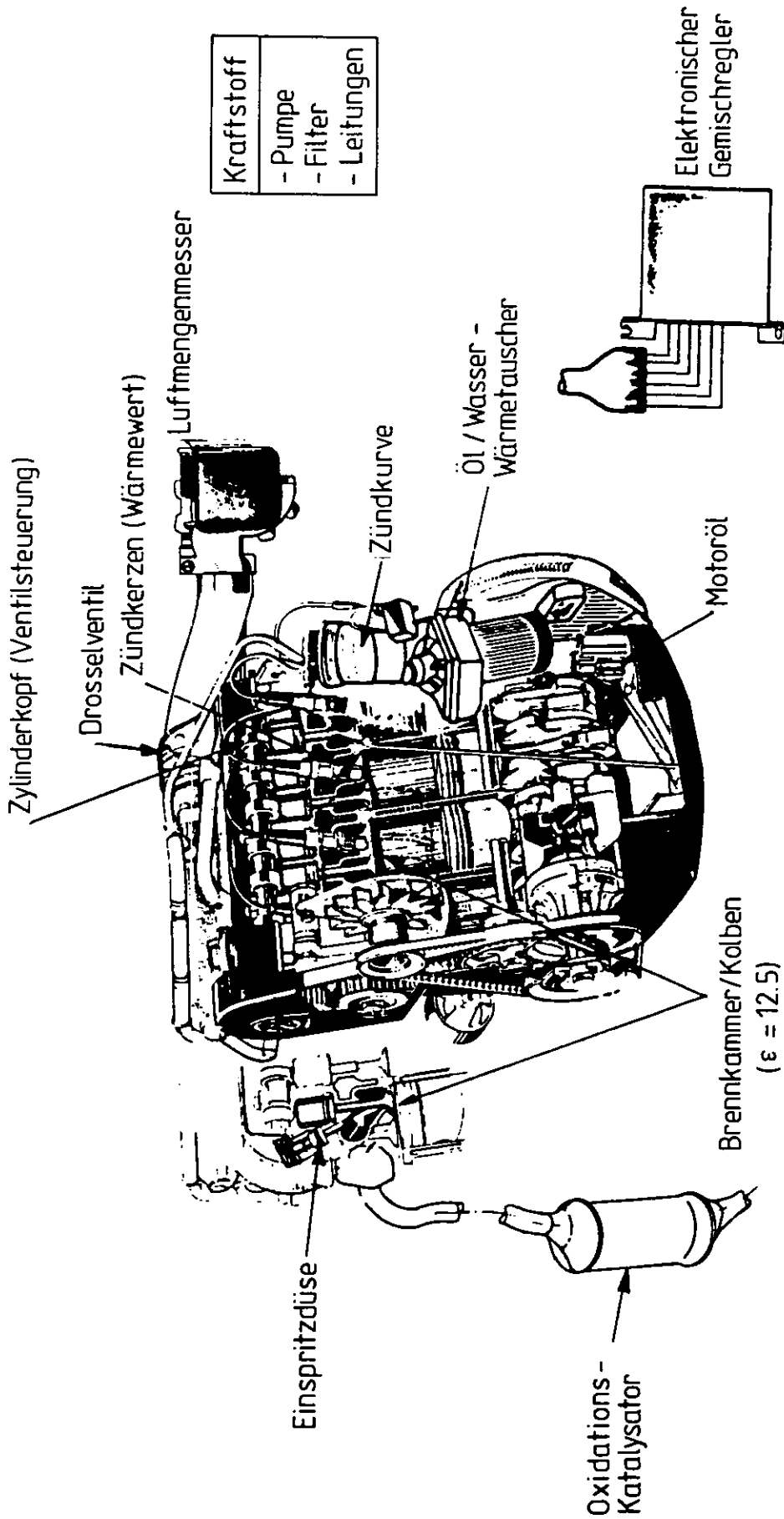


Bild 6 : Schema des neuen VOLKSWAGEN M100 Otto - Motorkonzeptes

nach : G. Decker, H. Menrad, W. Bernhardt (1985) Volkswagen AG, Wolfsburg

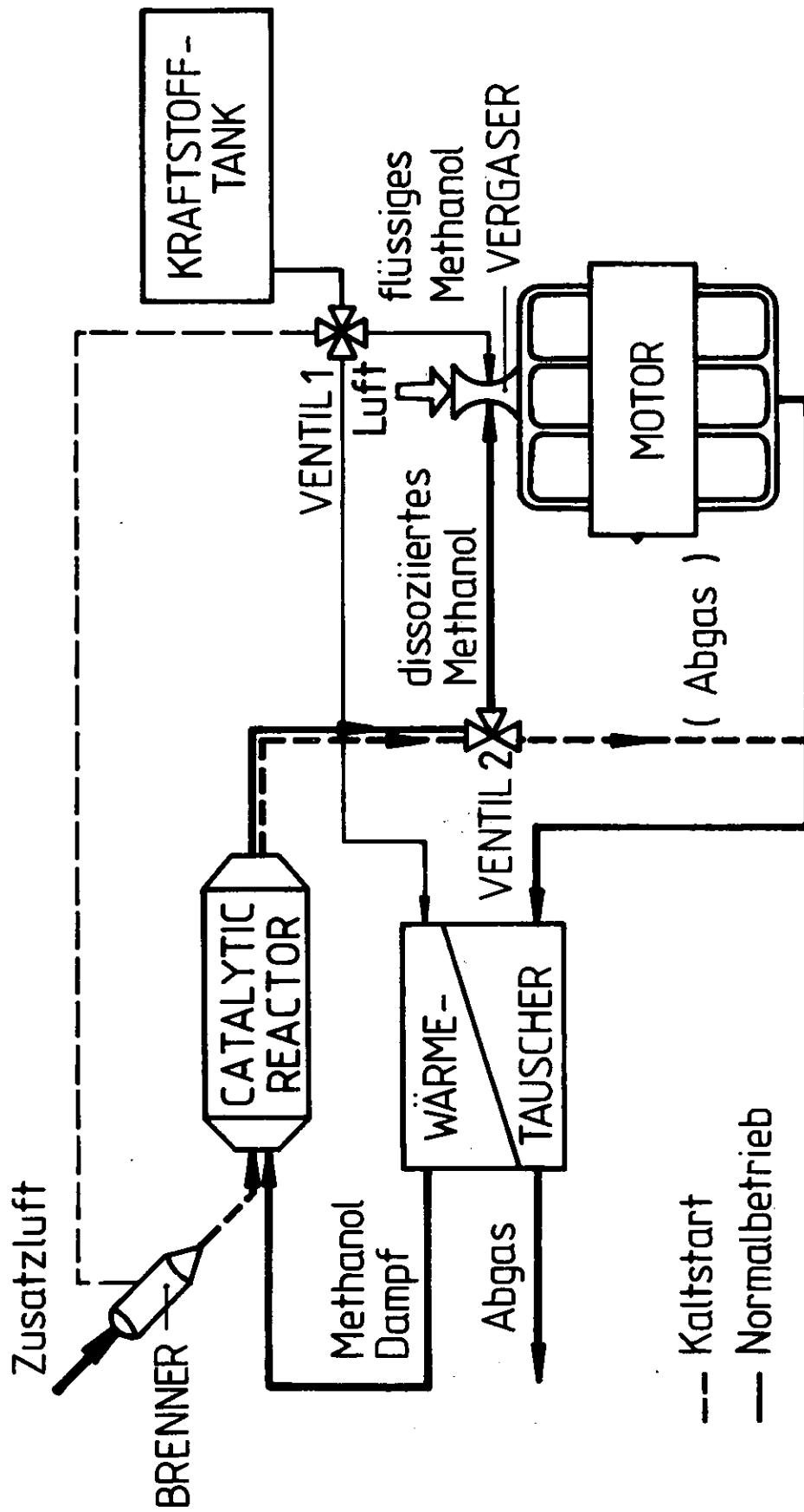


Bild 7 : System für Motorbetrieb mit teilweise dissoziiertem Methanol

nach : A.König, K.W.Ellinger, K.Korbel (1984) Volkswagenwerk AG

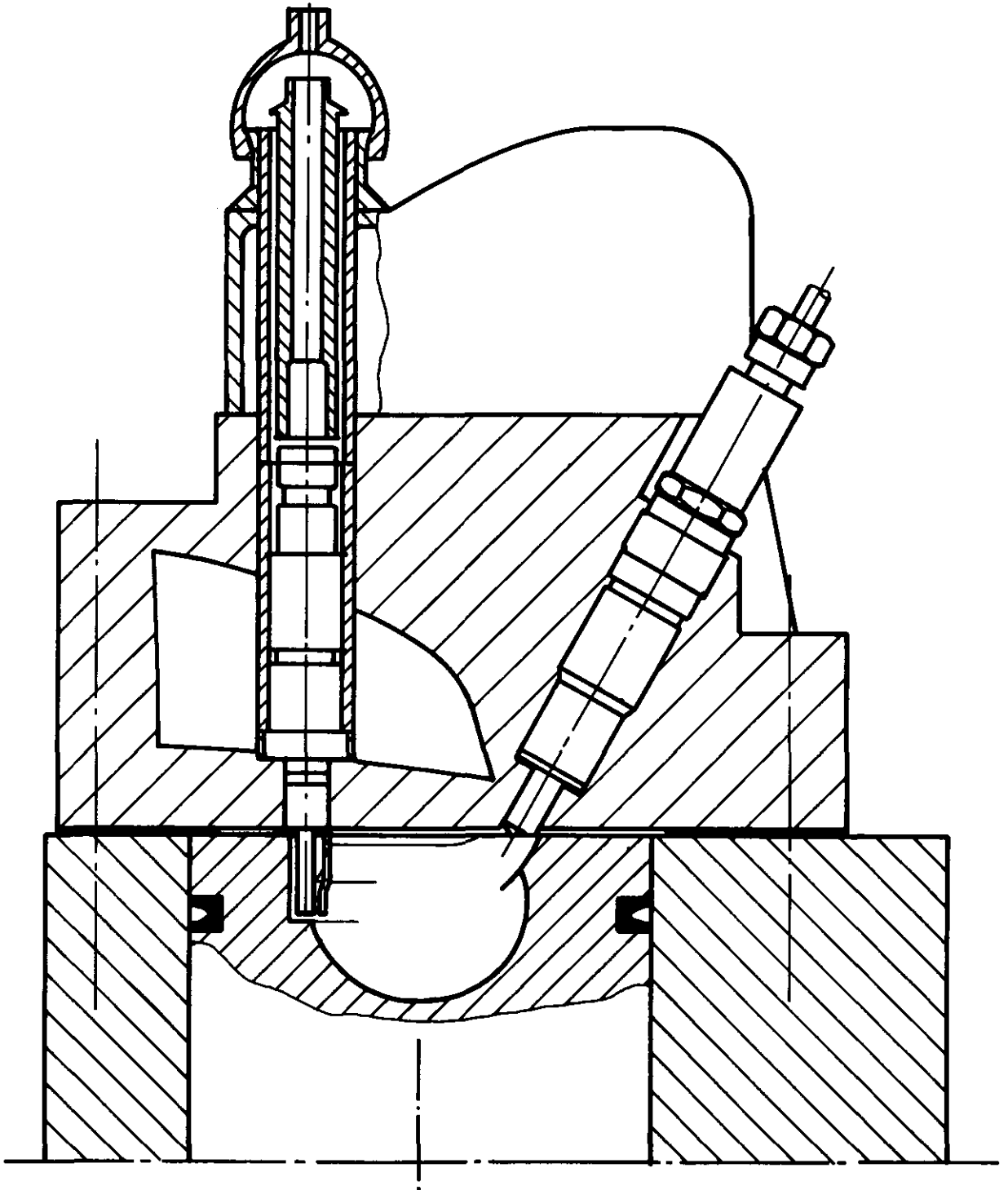


Bild 8 : D 2566 FMUH M.A.N. Motor
(frühe Entwicklungsphase)

nach : A. Neitz, F. Chmela (1984), M.A.N., Nürnberg

Autoindustrie

Weiterentwicklung
heutiger Antriebe
Fahrzeugkonzepte
für Alkoholkraftstoffe

Erdölindustrie

Weiterentwicklung der
Kraftstoffqualität
Alternative Kraft-
und Schmierstoffe

KFA Jülich

NHIES

Synthese Energiealkohole
Methanolbrenner

Hochschule (Aachen)

Motorische Verbrennungsforschung
Alkoholmotoren 3. Generation

Bild 9

Prof. Dr. H. Barnert

Institut für Reaktorentwicklung
Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Synthesegas aus Erdgas mit HTR-Wärme

Kernforschungsanlage Jülich GmbH

Synthesegas aus Erdgas mit HTR-Wärme

Vortrag

Arbeitsseminar

"Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich"

KFA-Jülich GmbH,

1. und 2. Juli 1986

H. Barnert

KFA Jülich GmbH

Institut für Reaktorentwicklung

Postfach 1913

5170 Jülich

Abstract

Erdgas ist wichtig für die Energieversorgung der Welt. Die Umwandlung in Methanol und Ammoniak (über Sythesegas) eröffnet das Potential zur Nutzung als Welt-Energieträger. Die Umwandlungswärme kann durch den HTR beigestellt werden. Dadurch wird der Produktertrag erheblich verbessert. Dies kann zu einer gesteigerten Erlösträchtigkeit für die Umwandlung von "Bohrloch"-Erdgas führen. Das HTR-Verfahren ist im Pilotmaßstab weitgehend entwickelt, der nächste Entwicklungsschritt ist Systemerprobung, z. B. nach KFA-Vorschlag mit dem erweiterten AVR.

Synthesegas aus Erdgas mit HTR-Wärme

Inhalt

1. Zusammenfassung
2. Erdgas, Energieträger mit Zukunft
3. Verfahren zur Erzeugung von Synthesegas für die Produktion von Methanol und Ammoniak

Autotherm-Verfahren: Methanol aus Erdgas mit CO_2 , mit partieller Oxidation, Ammoniak aus Erdgas

HTR-Verfahren
4. Gesteigerter Produktertrag des HTR-Verfahrens
5. Wirtschaftlichkeit: Umwandlung "Pipeline"-Erdgas
6. Wirtschaftlichkeit: Umwandlung "Bohrloch"-Erdgas
7. Stand der Entwicklung des heliumbeheizten Röhrenspaltofens

1. Zusammenfassung

- 1) Erdgas trägt heute einen wesentlichen Anteil der Energieversorgung der Welt. Außerdem ist es wesentliche Basis für die Produktion von Grund-Chemiestoffen wie Methanol und Ammoniak. Zwischenprodukte sind Synthesegase.
- 2) Die Einführung von Methanol als Flüssig-Kohlenwasserstoff in den Energiemarkt eröffnet das Potential zu einer gesteigerten Nutzung von Erdgas. Flüssig-Energieträger haben Vorteile wegen verbesserter Transportierbarkeit und Speicherbarkeit.
- 3) Die Produktion von Synthesegas ist ein wärmeverbrauchender Prozeß. Diese Wärme kann autotherm (durch Erdgas, Nebenprodukt-Gas, Purge-Gas) oder durch den HTR bereitgestellt werden.
- 4) Das HTR-Verfahren hat den Vorteil, daß der Produktertrag gegenüber den autothermen Verfahren um 50 bis zu 90 % höher ist. Dieser Vorteil wird durch den Einsatz der kapitalintensiven HTR-Technik erkauft. Der Produktertrag ist die Menge Produkt, bezogen auf die Menge Einsatz-Erdgas, gemessen in Energieeinheiten.
- 5) Beim HTR-Verfahren entsteht zunächst (stöchiometrisch) Wasserstoff-Überschuß. Dieser kann als Nebenprodukt Absatz finden oder zur Produktion von Ammoniak verwendet werden, bzw. durch den Einsatz von CO_2 bzw. Kohle produkt-vermehrend verwendet werden. Für den Großeinsatz bietet sich die Produktion von Methanol und Ammoniak an.
- 6) Die Produktion von Synthesegas aus Erdgas durch die Erdgas-Wasserdampf-Kohlendioxid-Spaltung im heliumbeheizten Röhrenspaltoven ist durch Versuche in der halbtechnischen Anlage EVA I der KFA mit Erfolg erprobt.
- 7) Analysen zur Wirtschaftlichkeit für die Umwandlung von "Pipeline"-Erdgas in Methanol zeigen, daß das HTR-Verfahren gegenüber

dem Autotherm-Verfahren bei relativ teurem Erdgas kostengünstiger ist. Der Break-Even-Point liegt bei ca. 7 bis 8 DM/GJ(B) für Erdgas bzw. bei ca. 360 bis 400 DM/t Methanol, entsprechend ca. 16 bis 18 DM/GJ(B) Methanol. Der Einsatz der Verfahren hängt naturgemäß von den Erlösmöglichkeiten am Markt ab.

- 8) Für den vermehrten Einsatz von Erdgas als Weltenergieträger bietet sich die Umwandlung in Methanol und Ammoniak an. Auf diese Weise läßt sich der Export von derzeitig etwa 12 %, bezogen auf die Förderung, bedeutend erhöhen.
- 9) Analysen zur Wirtschaftlichkeit für die Umwandlung von "Bohrloch"-Erdgas in Methanol mit anschließendem Transport zu einem Verbrauchszentrum z.B. über 2500 km zeigen, daß
- a) dies mit dem Autotherm-Verfahren gegenüber der "Pipeline"-Vermarktung von Erdgas gegenwärtig erlösträchtig ist und daß
 - b) dies darüber hinaus mit dem HTR-Verfahren noch erlösträchtiger sein kann. Der Einsatz der Verfahren hängt naturgemäß von den Relationen der erzielbaren Preise ab.
- Der Grund für die gesteigerte Erlösträchtigkeit des HTR-Verfahrens gegenüber dem Autotherm-Verfahren ist wiederum, daß aus der (begrenzten) Gesamt-Menge Erdgas einer Lagerstätte ca. 50 bis 90 % mehr Produkte hergestellt werden können. Hier könnte also vermehrt Kapitaleinsatz verbesserte Gesamt-Wirtschaftlichkeit bedeuten.

- 10) Das HTR-Verfahren zur Produktion von Synthesegas aus Erdgas im heliumbeheizten Röhrenspaltofen ist im Pilot-Maßstab in der Großversuchsanlage EVA II (mit elektrischer Heizung) in der KFA weitgehend erprobt. Der nächste Entwicklungsschritt ist die Systemerprobung mit nuklearer Wärme. Dazu ist von der KFA der Vorschlag zur Erweiterung des AVR vorgelegt worden.

2. Erdgas, Energieträger mit Zukunft

Erdgas ist eine langfristig und rationell verfügbare Energie. Sie wird den Verbrauchern in der Bundesrepublik Deutschland auch über das Jahr 2000 hinaus zur Verfügung stehen, /1/. Durch Streuung der Bezugsquellen wird ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet. Erdgas ist wettbewerbsfähig und wird auch in Zukunft gute Marktchancen haben.

Dennoch ist absehbar, daß für das Verbrauchszentrum Westeuropa zunehmend größere Transportentfernungen zu überwinden sind: von Groningen 300 km, von Troll (Nordsee) 1250 km und schließlich von Yamburg, Sowjet Union schließlich sogar 6400 km, /2/, p. 25. Hinzu kommt, daß der LNG-Handel letztthin zu einiger Unzufriedenheit Anlaß gab, /2/, p. 25.

Aus diesen Gründen ist mehrfach vorgeschlagen worden, Transportaufgaben durch die Umwandlung von Erdgas in Methanol zu erledigen, z.B. mit /3/. Antrieb dafür ist die Tatsache, daß Energieträger, die unter Normalbedingungen flüssig sind, kostengünstiger als Gas transportiert werden können. Des weiteren ist vorgeschlagen worden, /4/, Methanol als Transportmedium für den Transport von Kohle, in der Form einer Kohle/Methanol-Suspension einzusetzen.

Entscheidend für die Realisierungschancen dieser Vorschläge ist, ob Methanol zukünftig als Treibstoff und als Heizstoff eingesetzt werden kann.

3. Verfahren zur Erzeugung von Synthesegas für die Produktion von Methanol und Ammoniak

Neben seinem Einsatz als Energieträger ist Erdgas wesentliche Basis für die Produktion von Grund-Chemiestoffen, wie insbesondere Methanol und Ammoniak. Die Verfahren bestehen im wesentlichen aus der Produktion entsprechender Synthesegase und nachfolgenden Synthesen. Die Synthesegase sind Gemische von hauptsächlich Wasserstoff und Kohlenmonoxid für Methanol sowie Wasserstoff und Stickstoff für Ammoniak.

Eine Übersicht über die stöchiometrischen Beziehungen bei "vollkommener" Umwandlung von Erdgas in Methanol und Ammoniak ist in Bild 1 vereinfacht gegeben.

Umwandlung von Erdgas, Stöchiometrie

1. $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} = \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2$
2. $0,44 \text{ CH}_4 + 0,63 \text{ H}_2\text{O} + 0,12 (\text{O}_2 + 4\text{N}_2) = \text{NH}_3 + 0,44 \text{ CO}_2$
3. $\text{CH}_4 + 0,86 \text{ H}_2\text{O} + 0,07 (\text{O}_2 + 4\text{N}_2) = \text{CH}_3\text{OH} + 0,57 \text{ NH}_3$
4. $0,75 \text{ CH}_4 + 0,5 \text{ H}_2\text{O} + 0,25 \text{ CO}_2 = \text{CH}_3\text{OH}$
5. $0,33 \text{ CH}_4 + \text{H}_2\text{O} + 0,67 \text{ CH} = \text{CH}_3\text{OH}$

Bild 1

Beim Standard-Verfahren zur Produktion von Methanol aus Erdgas nach /5/ bzw. /6/, dies ist ein autothermes Verfahren, dargestellt in Bild 2, wird zur Aufbringung der Prozeßwärme Erdgas, vor allem aber Nebenprodukt-Gas bzw. Purge Gas eingesetzt. Entsprechend der Reaktion 1 in Bild 1 wird Überschuß-Wasserstoff zur Unterfeuerung verwendet. Gelegentlich wird zur Reduktion des Restmethangehalts im Reformergas eine partielle Oxidation mit Sauerstoff der Reformierung nachgeschaltet.

Bei Vorhandensein von Kohlendioxid, z.B. aus einer anderweitigen Produktionsanlage, kann der Überschuß-Wasserstoff produktvermehrend eingesetzt werden. Ein typisches Verfahrensschaltbild für dieses autotherme Verfahren ist in Bild 3 nach /5/ bzw. /6/ dargestellt. Im wesentlichen wird damit die Reaktion 4 aus Bild 1 realisiert.

Bei der Produktion von Ammoniak aus Erdgas werden nach /7/ in einem integrierten Verfahren die Reformierung und die partielle Oxidation mit Luft in einer solchen Weise kombiniert, daß nach der Abtrennung von CO_2 im wesentlichen Ammoniak-Synthesegas entsteht. Dieses Verfahren ist in Bild 4 dargestellt; es läuft im wesentlichen nach Reaktion 2 in Bild 1. Bedeutsam ist hier, daß als Nebenprodukt Kohlendioxid anfällt.

Die Kombination von Reaktion 4 und Reaktion 2 kann so vorgenommen werden, daß die CO_2 -Bilanz insgesamt ausgeglichen ist. Dies ist in Reaktion 3, Bild 1, dargestellt. Hier wird also Methanol und Ammoniak aus Erdgas produziert, ohne daß dabei CO_2 anfällt.

Der Wasserstoffüberschuß kann natürlich auch durch den Einsatz von Kohle in einer Kohlevergasung produktvermehrend genutzt werden, Reaktion 5 in Bild 1.

Im Gegensatz zu Autotherm-Verfahren wird beim HTR-Verfahren die für die Synthesegas-Produktion benötigte Prozeßwärme aus dem HTR zur Verfügung gestellt. Dies geschieht in der Form von Hochtemperatur-Wärme für die Reformierung, durch Prozeß-

Methanol - Synthese

Autothermes Verfahren

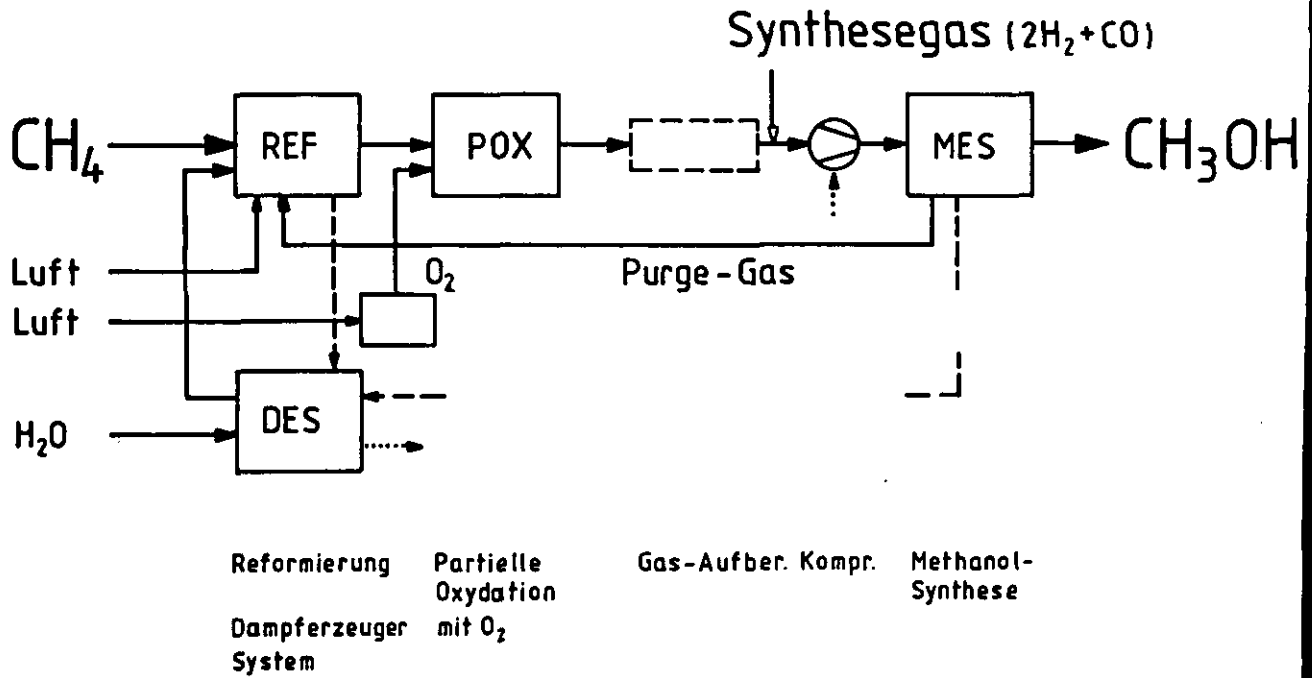


Bild 2

Methanol - Synthese

Autothermes Verfahren mit CO_2

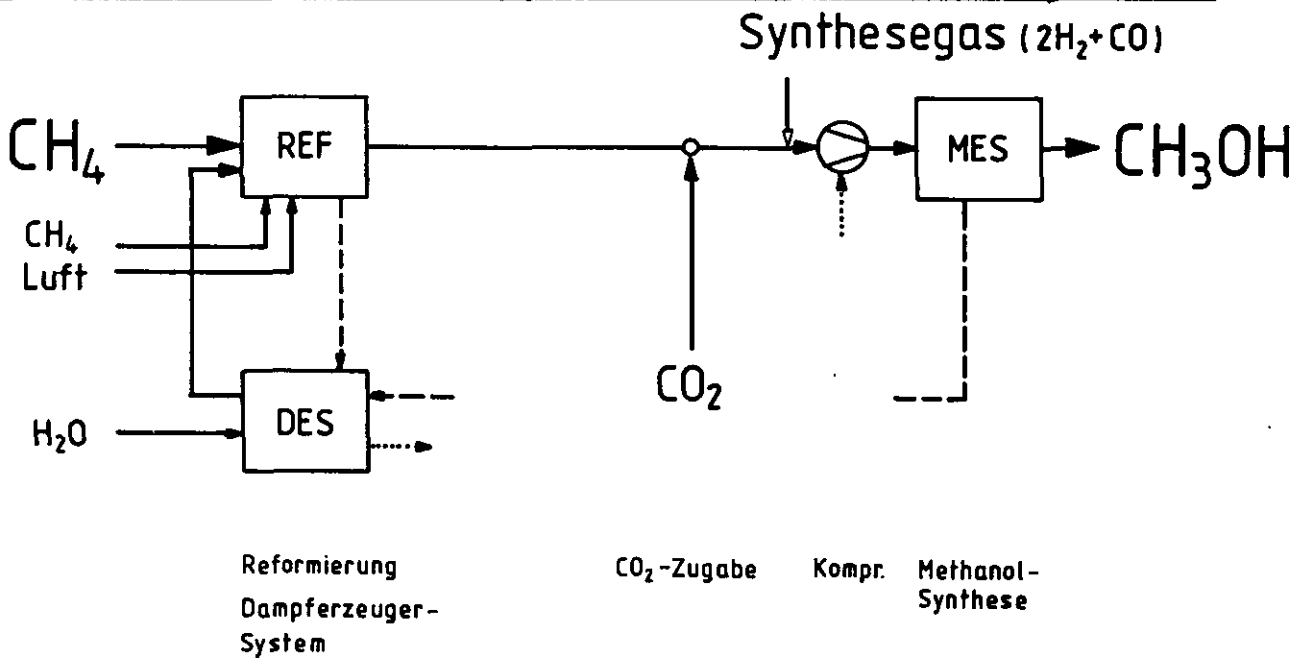


Bild 3

dampf und Prozeßstrom. Das vereinfachte Verfahrensschaltbild für das HTR-Verfahren ist in Bild 5 dargestellt. Auf der Basis der Versuchsergebnisse an der EVA I-Anlage nach /8/ und Ausleungsrechnungen nach /9/ wird in einem heliumbeheizten Röhrenspaltoven die Reformierung des Erdgas/Wasserdampf/Kohlendioxid-Einsatzgases durchgeführt.

In Bild 6 sind charakteristische Zahlenwerte des Synthesegases aus dem heliumbeheizten Röhrenspaltoven (RSO) mit Einspeisung von Kohlendioxid vor dem RSO nach /8/ bzw. /9/ angeführt und mit entsprechenden Werten von Autotherm-Verfahren nach /5/ verglichen. Das Synthesegas aus dem heliumbeheizten Röhrenspaltoven hat einen relativ hohen Restmethangehalt, ist aber ansonsten von guter Methanolsynthese-Qualität. Für das HTR-Verfahren ist allgemein von Bedeutung, daß eine möglichst vollkommene Umsetzung in Produkte erreicht wird, weil hier Purge-Gase nur mehr zur Dampfgewinnung aber nicht mehr zur Prozeßwärme-Produktion eingesetzt werden können.

SG aus EG für Methanol

	EG	EG + CO ₂ nach	EG + CO ₂ vor RSO
1. H ₂ vol %	73,52	69,35	68,00
2. CO	16,42	15,48	12,7
3. CO ₂	6,98	12,25	14,13
4. CH ₄	3,08	2,91	5,07
5. SG/ME $\frac{\text{m}^3}{\text{t}}$	3120	2680	2490
6. (H ₂ - CO ₂)/(CO + CO ₂) 1	2,84	2,06	2,01
	Lit 1	Lit 1	Lit 2

Lit 1: Cornelius, G.; Supp, E.; Bierbach, Lurgi-Veröff., Sept. 79 p. 10

Lit 2: Bousack, Jül - 1961, Nov. 84, S. 125

Für die kombinierte Produktion von Methanol und Ammoniak aus Erdgas ist in Bild 7 die stöchiometrische Gesamtreaktion und eine Aufteilung in "Unit Reactions" dargestellt. Es ergibt sich hier, daß die beiden Sorten von Synthesegas, nämlich $2\text{H}_2 + \text{CO}$ und $3\text{H}_2 + \text{N}_2$ unter Einbindung von partieller Oxidation mit Luft nebeneinander hergestellt werden können: Für die Produktion von 28 mol CH_3OH und 16 mol NH_3 aus 28 mol CH_4 werden insgesamt 24 Formelumsätze Reformierung (REF) (18 mit H_2O und 7 mit CO_2), 4 Formelumsätze partielle Oxydation mit Luft (POX), 7 Formelsätze Konvertierung (CON), 28 Formelumsätze Methanolsynthese (MES) und 8 Formelumsätze Ammoniaksynthese (AMS) benötigt.

Methanol und Ammoniak aus Erdgas



		Σ
a) 14 x ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} = \text{CO} + 3\text{H}_2$)	b) 3 x ($\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} = \text{CO} + 3\text{H}_2$)	17 x REF (H_2O)
7 x ($\text{CH}_4 + \text{CO}_2 = 2\text{CO} + 2\text{H}_2$)		7 x REF (CO_2)
	4 x ($\text{CH}_4 + \frac{1}{2}(\text{O}_2 + 4\text{N}_2) = \text{CO} + 2\text{H}_2 + 2\text{N}_2$)	4 x POX
	7 x ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O} = \text{H}_2 + \text{CO}_2$)	7 x CON
28 x ($2\text{H}_2 + \text{CO} = \text{CH}_3\text{OH}$)		28 x MES
	8 x ($3\text{H}_2 + \text{N}_2 = 2\text{NH}_3$)	8 x AMS
		} 24

Aufteilung in „Unit-Reactions“

Bild 7

Über die Produktion von Methanol und von Ammoniak auf der Basis von Erdgas (und von anderen fossilen Primärenergiequellen) wird für den Großeinsatz in sogenannten Industrie-Kombinaten in der Sowjet-Union unter Einbeziehung von Kernenergie in der Form von Hochtemperaturwärme aus dem sowjetischen HTR gearbeitet /10/, /11/, /12/. In den wesentlichen Auslegungsdaten entspricht die sowjetische HTR-Entwicklungslinie dem deutschen HTR.

4. Gesteigerter Produktertrag des HTR-Verfahrens

Beim HTR-Verfahren wird im Gegensatz zu den autothermen Verfahren Prozeßwärme, sowie Prozeßdampf und Prozeßstrom durch den HTR bereitgestellt. Dementsprechend braucht dieser Energiebetrag nicht vom Erdgas bedient zu werden. Daraus folgt:

Das HTR-Verfahren hat den Vorteil, daß der Produktertrag gegenüber autothermen Verfahren um 50 bis zu 90 % höher ist.

Der Produktertrag ist die Menge Produkt bezogen auf die Menge Einsatz-Erdgas, gemessen in Energieeinheiten.

In Bild 8 sind typische Werte für die Produkterträge des HTR-Verfahrens und des Autotherm-Verfahrens für verschiedene Produkte gemäß den Reaktionen 1 bis 5 aus Bild 1 gegenübergestellt. Als Maßzahl sind die jeweiligen Brennwerte des Produkts bzw. des Edukts verwendet.

Der Produktertrag c des HTR-Verfahrens stellt einen Maximalwert dar, wie er sich für die vollkommene Umsetzung gemäß den Reaktionen 1 bis 5 in Bild 1 ergibt. Der Produktertrag c der Autotherm-Verfahren stellt typische Werte dar. Das Verhältnis dieser beiden Werte, dargestellt in der letzten Spalte von Bild 8, zeigt c -Verhältniszahlen zwischen 1,68 und 1,93. Dies bedeutet, daß für praktische Prozesse das HTR-Verfahren gegenüber dem Autotherm-Verfahren eine Erhöhung des Produktertrags um den Faktor ca. 1,5 bis zu 1,9, entsprechend 50 bis zu 90 % erbringt.

Der Vorteil der Erhöhung des Produktertrags wird durch den Einsatz der kapitalintensiven HTR-Technik erkauft.

Umwandlung von Erdgas, Produktertrag

		$\frac{C \text{ (HTR)}}{GJ/GJ}$	$\frac{C \text{ (Autotherm)}}{GJ/GJ}$	$\frac{C \text{ (HTR)}}{C \text{ (Autotherm)}}$ 1
1. CH ₄	→ CH ₃ OH, H ₂	1,19	0,65	1,83
2. CH ₄	→ NH ₃ (CO ₂)	0,98	0,55	1,78
3. CH ₄	→ CH ₃ OH, NH ₃	1,06	0,6	1,77
4. CH ₄ , CO ₂	→ CH ₃ OH	1,09	0,65	1,68
5. CH ₄ , CH	→ CH ₃ OH	1,16	0,6	1,93

C = Brennwert (Produkt) / Brennwert (Edukt)

Bild 8

5. Wirtschaftlichkeit: Umwandlung "Pipeline"-Erdgas

Für Analysen zur Wirtschaftlichkeit des Autotherm-Verfahrens und des HTR-Verfahrens wird im folgenden der Einsatz von "Pipeline"-Erdgas und von "Bohrloch"-Erdgas unterschieden. Mit dem ersteren ist relativ teures Erdgas gemeint, das z.B. in der Bundesrepublik Deutschland nach einem Pipeline-Transport über mehrere Tausend km aus der Sowjet Union angeboten wird. Mit dem letzteren ist dagegen Erdgas gemeint, welches relativ preiswert, z.B. in der Sowjet Union "auf dem Bohrloch" zur Verfügung steht.

Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der Umwandlung von "Pipeline"-Erdgas sind die Kostenfunktionen in Abhängigkeit von den Kosten des Erdgases maßgeblich. Diese sind als Formeln in Bild 9 und graphisch in Bild 10 dargestellt.

Die Kostenfunktion für das Autotherm-Verfahren ist entnommen aus /6/, S. 22, hochgerechnet auf 1985. Der Fix-Anteil ist mit 120 DM/t Methanol relativ klein, dahingegen ist der Erdgaseinsatz mit 35,1 GJ(B) Erdgas/t Methanol relativ groß.

Basis für die Kostenfunktionen des HTR-Verfahrens ist die Auslegung nach /9/ mit dem Einsatz von 0,2 t Kohlendioxid pro t Methanol, sowie Kostenüberlegungen aus dem Einsatz helium-beheizter Röhrenspaltöfen im Verbund von Kohle, Stahl und Kernenergie nach /13/. Der Fixanteil ist mit 220 DM/t Methanol um 100 DM/t höher angenommen als beim Autotherm-Verfahren. Der Grund für die Erhöhung ist der HTR. Dahingegen ist der Erdgaseinsatz mit 21,3 GJ(B) Erdgas/t Methanol um den Faktor 1,64 kleiner, was einer Erhöhung des Produktertrags c um 64 % entspricht. Weitere Kostenangaben finden sich in /14/.

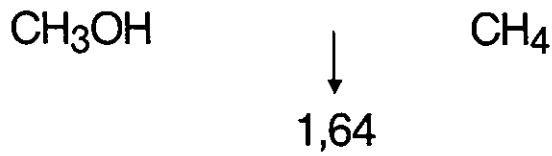
Die Analyse dieser Kostenfunktion nach Bild 9 und 10 zeigt, daß das HTR-Verfahren bei höheren Erdgaspreisen kostengünstiger ist. Der Break-Even-Point liegt bei etwa 7 bis 8 DM/GJ(B) Erdgas bzw. 360 bis 400 DM/t Methanol, entsprechend 16 bis

Methanol aus Erdgas, Autotherm und „mit HTR“

Kostenfunktionen

Autotherm $K = 120 \frac{\text{DM}}{\text{t}} + 35,1 \frac{\text{GJ}}{\text{t}} \cdot P \left(\frac{\text{DM}}{\text{GJ}} \right)$

mit HTR $K = 220 \frac{\text{DM}}{\text{t}} + 21,3 \frac{\text{GJ}}{\text{t}} \cdot P \left(\frac{\text{DM}}{\text{GJ}} \right)$
(0,29 t CO₂/t CH₃OH)



B(CH₃OH) = 726 kJ/mol = 22,69 GJ/t = 5,42 Gcal/t

Bild 9

Methanol aus Erdgas, Autotherm und "mit HTR"

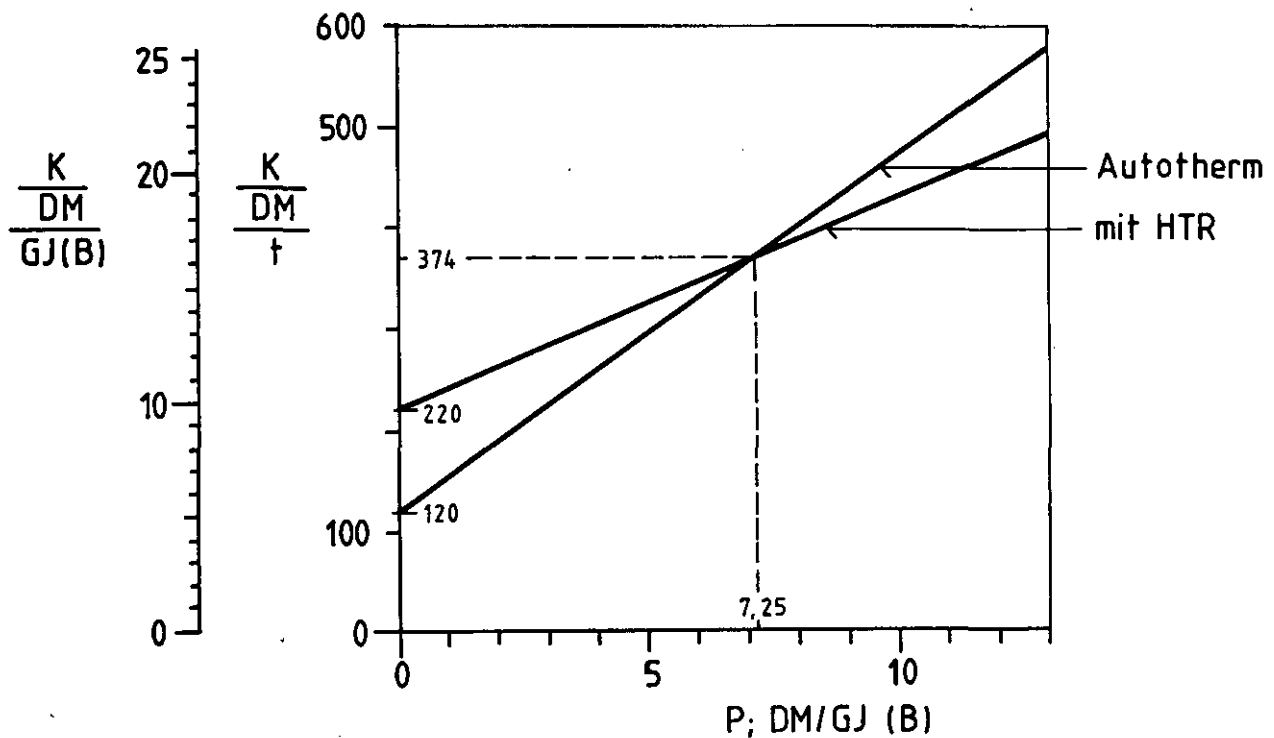


Bild 10

18 DM/GJ(B) Methanol; Kostenbasis ist 1985.

Der Einsatz der Verfahren zur Produktion von Methanol aus Erdgas hängt naturgemäß davon ab, ob am Methanolmarkt ausreichende Erlöse erwirtschaftet werden können. Dies ist gegenwärtig (Mai 1986) nicht der Fall: Import-Billig-Methanol mit Preisen bei 250 DM/t drängt auf den Markt. Dies wird sich gegebenenfalls erst dann wieder ändern, wenn Methanol in größerem als Treibstoff und Heizstoff eingesetzt werden kann und der Preiseinbruch beim Rohöl überwunden ist.

6. Wirtschaftlichkeit: Umwandlung "Bohrloch"-Erdgas

Die Umwandlung von Erdgas in Methanol (und Ammoniak) direkt auf der Lagerstätte, am "Bohrloch", bietet den Vorteil der vermehrten Nutzung von Erdgas als "Welt-Energieträger". Der Vorteil entsteht technisch durch die leichtere Transportierbarkeit von Flüssig-Energieträgern (Energieträgern, die bei Normalbedingungen flüssig sind), durch den möglicherweise vorteilhaften Einsatz von Methanol als Energieträger und Ammoniak als Düngemittel bei den verschiedenen Verbrauchern und durch die Erschließung neuer Marktanteile aus den bisher mit Erdöl-Produkten versorgten Märkten.

Eine Vergegenwärtigung des Welthandels mit Erdgas im Vergleich zur Förderung bzw. zu den Reserven, siehe Bild 11 nach /2/ und /15/ zeigt, daß die 10 wichtigsten Gas-exportierenden Länder nur etwa 12 % ihrer Förderung exportieren. Dieser relativ geringe Anteil legt es nahe, über Ausweitungen nachzudenken.

Natural Gas & LPG in the World

The 10 principal gas exporting countries

USSR, NL, N, CAN, Indonesia, Algeria, Brunei, UAE, Mexico, Afghanistan

200 Bcm/a (96 % world trade) \cong 236 GWa/a

Förderung 85: $1773 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \cong 2094 \text{ GWa/a}$

Reserven: $98795 \cdot 10^9 \text{ m}^3 \cong 117 \text{ TWa}$

Umrechnung: $10^9 \text{ m}^3 = 1,181 \text{ GWa}$

Lit: Noroil, June 1985 p. 25

Lit: ESSO, Fakten + Faktoren, Oeldorado '85, 28.2.86

Im folgenden wird in einer Vergegenwärtigungs-Übersicht die Nutzung einer verbrauchsfernen Erdgas-Lagerstätte im großindustriellen Maßstab als Welt-Energieträger "diskutiert". Dazu gelten die folgenden Annahmen: Die Lagerstätte habe eine Größe von z.B. 1000 GWa, entsprechend 848 Mrd m³ Erdgas, welche über die Zeit von 40 Jahren mit einem Nutzungsfaktor von 0,8 also mit einer Leistung von 31 GW, entsprechend ca. 25 GW Dauerlast, entsprechend ca. 21 Mrd m³/a Förderung genutzt wird. Die Transportentfernung von der Lagerstätte zum Verbrauchszentrum betrage z. B. 2500 km. Als Nutzungsarten seien die drei folgenden untersucht:

- 1) Erdgas-Vermarktung: Gewinnung, Transport als Erdgas, Vermarktung durch einen Erdgas-Großimporteur.
- 2) Methanol mit Autotherm-Verfahren: Gewinnung des Erdgases, Umwandlung in Methanol mit einem Autotherm-Verfahren, Transport als Methanol, Vermarktung durch einen Methanol-Großimporteur
und
- 3) Methanol (und Ammoniak) mit HTR-Verfahren: Erdgasgewinnung, Umwandlung in Methanol und Ammoniak mit dem HTR-Verfahren, Transport des Methanols und des Ammoniaks und Vermarktung durch einen Großimporteur für Methanol und Ammoniak.

Diese drei Nutzungsmöglichkeiten sind im Bild 12 in den Spalten 1 bis 3 mit Zahlen für die Herstellung und den Markt untersucht.

Die Leistungsbilanz dieser drei Nutzungsarten ist in der ersten Zeile schematisch angeführt. Es werden jeweils 25 GW Dauerleistung eingesetzt. In der 1. Nutzung entstehen daraus 24 GW Erdgas für den Importeur. In der 2. Nutzung entstehen daraus 16 GW Methanol, entsprechend 22,2 Mio t/a Methanol für den Importeur. In der Nutzung 3 ist die Ammoniakproduktion von 6,1 GW, entsprechend 8,6 Mio t/a der Einfachheit halber energetisch bewertet und der Methanolproduktion zugeschlagen, so daß eine Gesamtproduktion von 26,5 GW, entsprechend 36,7 Mio t/a für den Importeur entstehen.

In den jeweils nachfolgenden drei Spalten einer jeden Nutzung sind Investitionswerte I bzw. Marktwerte in Mrd DM, sowie Jahresgeldflüsse in Mrd DM pro Jahr sowie Kosten- bzw. Preis-Werte P in DM/GJ bzw. DM/t aufgeführt. Investitionswerte sind mit 25 %/a Amortisation in Jahresgeldflüsse umgelegt.

Zunächst werden die Herstellungskosten untersucht. Für die Gewinnung sind allgemein zwei Mrd DM entsprechend 0,7 DM/GJ angesetzt. Die Umwandlung entfällt in der Nutzung 1 und ist in den Nutzungsarten 2 und 3 entsprechend den Fixanteilen der Kostenfunktion nach Bild 9 und 10 mit 120 bzw. 220 DM/t Methanol angesetzt. Für die Kosten der Fortleitung über 2500 km sind spezifische Angaben aus /16/ verwendet und für die Erdgasleitung 20 Mrd DM, entsprechend 6,6 DM/GJ und für die Methanolleitung 5 bzw. 7 Mrd DM in Ansatz gebracht. Damit betragen die Kosten für die Herstellung, die beim Großimporteur bezahlt werden müssen, also 7,3 DM/GJ für Erdgas und 200 bzw. 280 DM/t für Methanol.

Dieser Kostensituation steht der Markt in der Verbrauchsregion, z.B. des Inlands, gegenüber, wie ihn der Großimporteur überblickt. Als Marktwert sind bei Erdgas 10 DM/GJ und bei Methanol 500 DM/t als Beispiele in Ansatz gebracht. Unter dieser Voraussetzung ergibt sich für den Großimporteur ein Differenzwert (Zeile 2.2 in Bild 12), mit dem er die Vermarktung des importierten Produkts in der Verbrauchsregion durchführen kann. Der Differenzwert beträgt in der 1. Nutzungsart 2,7 DM/GJ, entsprechend 2 Mrd DM/a (bzw. 80 Mrd DM über 40 Jahre), er beträgt in der 2. Nutzungsart 300 DM/t Methanol, entsprechend 6,6 Mrd DM/a (bzw. 264 Mrd DM über 40 a), und er beträgt in der 3. Nutzungsart schließlich 220 DM/t Methanol, entsprechend 8,1 Mrd DM/a (bzw. 324 Mrd DM über 40 a).

Das interessante an dieser Vergegenwärtigung ist nunmehr, daß der Differenzwert für die Vermarktung durch den Großimporteur, gemessen als Jahresgeldfluß bei der Vermarktung als Methanol größer ist als bei der Vermarktung als Erdgas. Dies gilt be-

reits für die 2. Nutzungsart mit 6,6 Mrd DM/a gegenüber der 1. Nutzungsart als Erdgas mit 2 Mrd Erdgas/a. Interessanterweise gilt dies aber darüber hinaus auch noch für die 3. Nutzungsart mit 8,1 Mrd DM/a, obwohl hier der Differenzwert des Preises mit 220 DM/t Methanol kleiner ist als bei der 2. Nutzungsart mit 300 DM/t Methanol. Dieser Unterschied entsteht dadurch, daß mit dem HTR-Verfahren gegenüber dem Autotherm-Verfahren aus der (begrenzten) Menge Erdgas der Lagerstätte eine 64 % größere Menge Produkt hergestellt wird.

Diese Ergebnisse sind naturgemäß von den Preisrelationen zwischen Erdgas und Methanol im Markt der Verbrauchsgeneration abhängig. Der geschilderte Sachverhalt ist deswegen als Funktion des Marktwerts in Bild 13 graphisch dargestellt. Aus Bild 13 ist das folgende zu entnehmen. Im Vergleich zur Vermarktung von Erdgas (1. Nutzungsart) bei einem Marktwert von etwa 10 DM/GJ

liefert die 2. Nutzungsart mit der Vermarktung von Methanol aus dem Autotherm-Verfahren bei Marktpreisen oberhalb von 300 DM/t Methanol größere Differenzwerte für die Vermarktung und

liefert die 3. Nutzungsart mit der Vermarktung von Methanol und Ammoniak aus dem HTR-Verfahren oberhalb von Marktwerten von ca. 400 DM/t Methanol noch höhere Differenzwerte für die Vermarktung.

Abschließend sei angemerkt, daß für die Umwandlung von 25 GW Erdgas in Methanol und Ammoniak insgesamt 14 GW t HTR-Wärme, entsprechend 56 Stück HTR-250 erforderlich sind, Bild 14. Für die Umwandlung von Erdgas in Methanol und Ammoniak wird vor allem in der Sowjet Union gearbeitet, /10/, /11/, /12/. Marktanalysen sind unter der Aufgabenstellung der Verwendung von Wasserstoff aus Wasserspaltung in der Form von Methanol und Ammoniak aber auch für die Bundesrepublik, Westeuropa und die Welt angestellt, /17/.

Welt-Energieträger auf der Basis von Erdgas

Nutzung einer Lagerstätte von z.B. 1000 GWa = 31 GW x 0,8 x 40a

		1. EG			2. CH ₃ OH Autotherm			3. CH ₃ OH + NH ₃ mit HTR		
EG → Produkt GWa/a (Methanol; Mio. t/a)		25 → 24			25 → 16 22,2			25 → 20,4 + 6,1 = 26,5 36,7		
Herstellung		I	i	P	I	i	P	I	i	P
		10 ⁹ DM	10 ⁹ DM/a	DM/GJ	10 ⁹ DM	10 ⁹ DM/a	DM/t	10 ⁹ DM	10 ⁹ DM/a	DM/t
	1.1 Gewinnung	2	0,5	0,7	2	0,5	22	2	0,5	14
	1.2 Umwandlung	0	0	0	11	2,7	120	32	8	220
	1.3 Leitung	20	5	6,6	5	1,3	55	7	1,8	48
	1.4 Summe	22	5,5	7,3	18	4,5	200	41	10,3	280
Markt	2.1 Marktwert	300	7,5	10	444	11,1	500	736	18,4	500
	2.2 Differenzwert	80	2,0	2,7	264	6,6	300	324	8,1	220

Bild 12

Welt - Energieträger auf der Basis von Erdgas

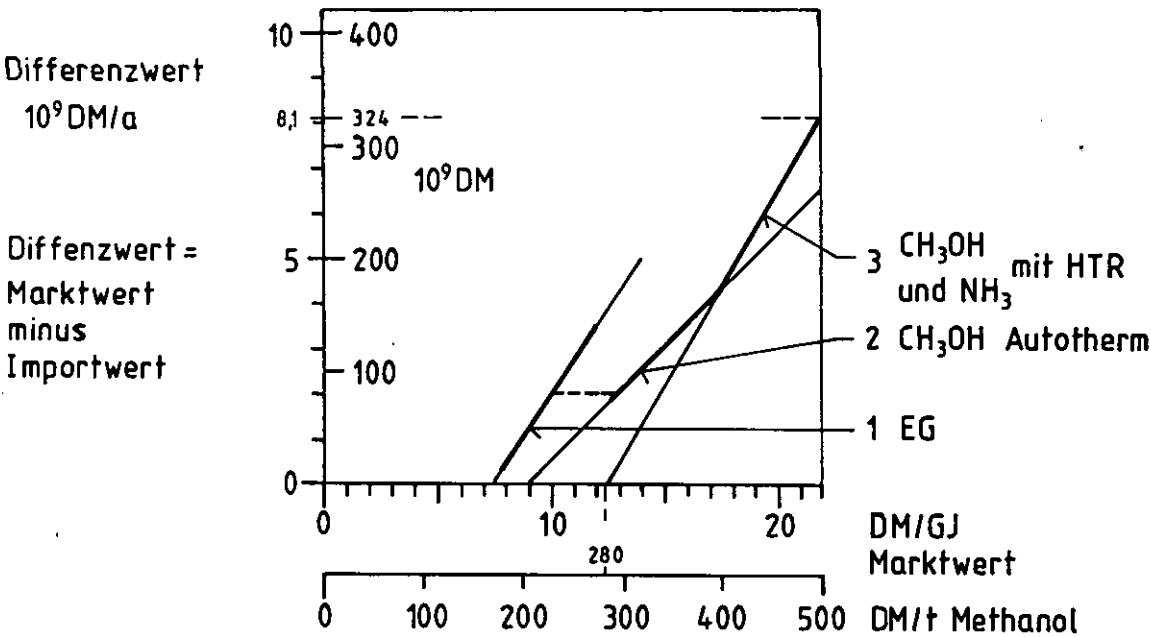
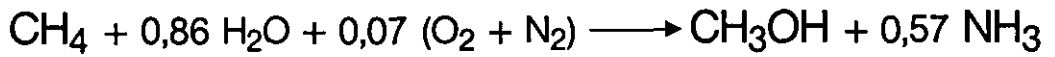


Bild 13

Methanol und Ammoniak aus Erdgas mit HTR



B; kJ/mol: 888

726

381

P; GWh/a: 25

20,4

+

6,1 = 26,5

+

14 GW_t HTR z.B. 56 Stück HTR 250

Erdgas als Welt-Energieträger

Bild 14

7. Stand der Entwicklung des heliumbeheizten Röhrenspaltofens

Der heliumbeheizte Röhrenspaltofen zur Reformierung von Erdgas/Wasserdampf/Kohlendioxid-Gemischen ist in den Projekten Nukleare Fernenergie (NFE), /18/ und Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme (PNP) und die in diesen Projekten durchgeführten Programme, insbesondere das Materialentwicklungsprogramm, entwickelt worden.

Der Stand der Entwicklung wird wie folgt gekennzeichnet /19/:

- Die Reformierung von Erdgas/Wasserdampf-Gemischen zur Produktion von Synthesegas ist mit der Großversuchsanlage EVA/ADAM II im Pilotmaßstab (10 Megawatt-Maßstab) demonstriert.
- Die Reformierung dieser Gemische unter Zugabe von Kohlendioxid ist in der halbtechnischen Versuchsanlage EVA I getestet.
- Die erreichbaren Produktqualitäten genügen den Anforderungen der Weiterverarbeitung .
- Die nukleare Werkstoff-Qualifikation für die Spaltrohre des Röhrenspaltofens ist weit fortgeschritten, so daß derzeit Betriebsdauern von 100 000 h als abgedeckt gelten können.
- Für den heliumbeheizten Röhrenspaltofen sind 2 Bündelauslegungen in der Diskussion. Das 1. Bündel (Kreuz-Gegenstrom-Prinzip mit Baffles, "Lurgi"-Design) ist in der EVA/ADAM II-Anlage erfolgreich getestet. Das 2. Bündel (einzeln geführter Gegenstrom mit Hüllrohren, "Steinmüller"-Design, das sogenannte PNP-Bündel) befindet sich derzeit in der EVA/ADAM II-Anlage im Testbetrieb.

Die verbleibende Entwicklungsarbeit konzentriert sich nunmehr auf die Systemerprobung mit der Ankopplung an eine nukleare Wärmequelle. Zu diesem Zweck hat die KFA die Erweiterung des AVR zur Systemerprobung wärmeeinkoppelnder Verfahrensschritte vorgeschlagen, /20/. Darüber hinaus sind in der KFA Arbeiten zur Umwandlung in Methanol und zu dessen Nutzung aufgenommen worden, /21/.

Literatur

- 1) Ruhrgas AG (Herausgeber):
Erdgas auf dem Weg ins nächste Jahrhundert, Bereich Presse/
Öffentlichkeitsarbeit, Mai 1981.
- 2) noroil:
A N o r o i l Survey: Natural Gas and LPG, noroil, the
international and gas magazin, Volume 6, June 1985, p. 25.
- 3) Kliman, M.L.:
Methanol, natural gas, and the development of alternative
fuels, working paper, WP-82-124, international institute
for applied systems analysis, Laxenburg, December 1982.
- 4) Gruber, vormals Mannesmann-Anlagenbau:
Informationen zu Vorschlägen Kohle über weite Entfernungen
als Kohle-Methanol-Slurry zu transportieren, 1986.
- 5) Cornelius, G.; Supp, P.; Bierbach, H.:
Modern processes for methanol production, Lurgi-Druckschrift,
19. Ausstellungstagung für chemisches Apparatewesen, "Euro-
päisches Treffen für chemische Technik", Frankfurt, 17.-23.
June 1979.
- 6) Lurgi:
Methanol, the Lurgi low pressure methanol-process, general
information, Lurgi express information, Öl414/3.83.
- 7) Ullmann (Herausgeber):
Ammoniak, Gesamtkonzepte (integrierte Anlagen), Ullmann's
Enzyklopädie der technischen Chemie, Band 7.
- 8) Fedders, H.; Riensche, E.:
Reformierung von CH_4 - CO_2 - H_2O -Gemischen in EVA I, Technische
Notiz 5-85, 10. Mai 1985.
- 9) Bousack, H.:
Konzeption einer modularen HTR-Prozeßwärmanlage mit Opti-
mierung des Druckniveaus, Jül-1961, November 1984.
- 10) Hohenstein, R.:
Untersuchungen zur Anwendung der HTR-Anlagen in der Sowjet
Union, Studienarbeit, RWTH Aachen, September 1984.
- 11) Nazarov, E.K.; Stoljarewsky, A.Y:
Nuclear-hydrogen energy and technology, Part III.
- 12) Ponomarev-Stepnoy, N.N.; Grebennik, W.N.; Davydow, W.P.;
Lebedev, W.W.:
Perspektiven bei der Nutzung der Wärmeenergie des HTR
für die Produktion von synthetischen Gasen aus Kohle,
Fragen der Kernwissenschaft und Technik, Band 1, Heft 8,
1981.

- 13) Barnert, H. (Zusammenstellung):
Verbund von Kohle, Stahl und Kernenergie, Wirtschaftlichkeitsrechnung, Produktion von Energiealkohol und Roheisen aus Steinkohle und Braunkohle unter Einsatz des HTR, KFA, Interner Bericht, KFA-IRE-IB-13/85, Oktober 1985.
- 14) Birnbaum, U.; Eickhoff, H.-G.; Patzak, R.; Terhorst, W.; Wagner, H.J.:
Methanol - ein Energieträger für die Wärme- und Stromerzeugung, JÜL-Spez-309, April 1985.
- 15) Esso AG (Herausgeber):
Oeldorado'85, Reihe Fakten und Faktoren, Hamburg, 28.2.1986.
- 16) Gruber; Gessler, H.: private Information zu einem Vergleich der Pipeline-Daten für einen Energiestrom von 31 Mio kJ/s, 17.12.1985.
- 17) IEA: IEA Programm of research and development for the production of hydrogen from water: Assessment of the potential future markets for the production of hydrogen from water, commission of the European Communities, Joint Research Centre, Consolidated Final Report, September 1980.
- 18) Kernforschungsanlage Jülich GmbH und Rheinische Braunkohlenwerke AG, Köln:
Nukleare Fernenergie, zusammenfassender Bericht zum Projekt Nukleare Fernenergie (NFE), Jül-Spez-303, März 1985.
- 19) PNP-Projekt (Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme):
Überlegungen für die Weiterführung der Arbeiten zur Nuklearen Prozeßwärme im heutigen Umfeld (Stand: 17. April 1986), Vorlage für den Lenkungsausschuß zu dessen 38. Sitzung am 12.06.1986 und
- 20) Kernforschungsanlage Jülich GmbH:
Umbau des AVR-Reaktors zu einer Prozeßwärmeanlage, Ergebnisse der Vorplanungsphase, Juni 1985.
- 21) Von der Decken, C.B.:
Das KFA-Programm für die Synthese von Alkoholen im Rahmen eines systemaren Ansatzes, Arbeitsseminar "Erdöl und Erdgas in der Kernforschungsanlage Jülich", 1. und 2. Juli 1986.

Referentenverzeichnis

	Seite
H. Barnert	236
P. Bröckerhoff	198
C.B. von der Decken	188
W. Fischer	27, 62
B. Fritsch	166
W. Fröhling	172, 183
E. Häckel	27, 62
W. Häfele	6
H. Heitland	213
K. Kaiser	27
M. Müller	145
H.C. Runge	78
R. Schulten	172
H.J. Wagner	119
D.H. Welte	96

Teilnehmerverzeichnis

Prof. Dr. H. Barnert, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
Prof. Dr. Dieter Behrens, DECHEMA, Frankfurt am Main
Dr. Erich Blissenbach, Preussag AG, Hannover
Wilhelm Bonse-Geuking, Veba Oel AG, Gelsenkirchen
Dr. Günter Brandes, Deutsche Texaco AG, Hamburg
Dr.-Ing. P. Bröckerhoff, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
Dipl.-Ing. W. Bürklee, Interatom, Bergisch-Gladbach
Dr. Alain Chauvel, Institut Français du Pétrol, F-Rueil-Malmaison
Dr. Wilfried Czerniejewicz, Ruhrgas AG, Essen
Prof. Dr. C.B. von der Decken, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
Reg. Dir. Dr. Diehl, BMFT, Bonn
Dr.-Ing. Klaus Dietrich, Unternehmensgruppe Heitkamp, Herne
MinDir Dr. Ulrich Engelmann, Bundesministerium für Wirtschaft, Bonn
Dipl.-Ing. Dieter Faude, Universität Karlsruhe
Dr. H. Fedders, Kernforschungsanlage, Jülich
MA W. Fischer, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
Dr. C.B. Frischkorn, Kernforschungsanlage, Jülich
Prof. Dr. B. Fritsch, Eidgenössische Technische Hochschule, Zürich
Dr. W. Fröhling, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
MR Dr. Jochen Grünhage, Bundesministerium für Wirtschaft, Bonn
Prof. Dr. Erwin Häckel, DGAP Bonn
Prof. Dr. W. Häfele, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
Prof. Dr. H. Heitland, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
Dr. Hans E. Hentschel, C. Deilmann AG, Bad Bentheim
Dr.-Ing. Heinz Hiller, Heusenstamm
Dr. B. Höhlein, Kernforschungsanlage, Jülich
Dipl.-Ing. Wilhelm Hohoff, Dt. Schacht- und Tiefbohrergesellschaft mbH, Lingen
Dr. Höfling, Veba Oel AG, Gelsenkirchen
Dr. H.-U. Huss, Daimler-Benz, Stuttgart
Prof. Dr. Peter-Jörg Jansen, Universität Wien
Prof. Dr. Jeschar, Universität Clausthal-Zellerfeld
Dr. Uwe Jönck, Esso AG, Hamburg
Prof. Dr. K. Kaiser, DGAP Bonn
Prof. Dr. Wilhelm Keim, RWTH Aachen
Dipl.-Ing. Hans Klüß, Thyssengas GmbH, Duisburg

Prof. Dr. Koch, Wintershall AG, Kassel
Dr. A. König, VW Wolfsburg
Michael Kraus, IEA Paris
Dr. Knut Kübler, ETH-Zürich
Dr.-Ing. Reiner Kühn, Union Rheinische Braunkohlenkraftstoff AG, Wesseling
Dipl.-Ing. M. Müller, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
Dr. Richard Müller, Hüls Aktiengesellschaft, Marl
Dr. H.J. Neef, Kernforschungsanlage, Jülich
Dr. Olivier, Minist. f. Wirtschaft, Mittelstand u. Technologie d. Landes NRW, Düsseldorf
Dr. Roland Pfeiffer, Ruhrgas AG, Essen
Prof. Dr. mont. G. Pusch, Technische Universität Clausthal
Dr.-Ing. H. Quadflieg, TÜV Rheinland, Köln
Dr. H.C. Runge, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
Dr. Jens-Peter Schaefer, LURGI Mineralöltechnik GmbH, Frankfurt am Main
Dr. Ed Schmidt, IIASA-Laxenburg, Österreich
Prof. Dr. R. Schulten, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
Dr. Strauß, Rheinbraun, Köln
Dr. Stümpfig, BMFT, Bonn
Prof. Bernard Tissot, Institut Français du Pétrole, F-Rueil-Malmaison
Dipl.-Ing. Erich Unterwurzacher, Universität Wien
Prof. Dr. A. Voß, Universität Stuttgart
Dr. von der Osten, BP Bonn
Dr.-Ing. H.J. Wagner, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
Dr. H. Wehner, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover
Prof. Dr. D.H. Welte, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Jülich
Dr. Alois Ziegler, Bergbau-Forschung GmbH, Essen

